

La Plataforma Energética promovida por el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) busca, en lo fundamental, dinamizar un debate público que aporte al diseño de la política energética nacional de manera crítica, propositiva y fundamentada.

En esta oportunidad se presenta el resultado de la investigación denominada "Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia" realizada por Christian Inchauste Sandoval, que muestra, entre otros resultados, una síntesis de los antecedentes sociales y políticos que convirtieron a la industrialización de gas natural en uno de los puntos centrales de la agenda política en los últimos años; un análisis de las condiciones de producción de gas natural y de financiamiento para que una cartera de proyectos de industrialización sea viable y; la importancia de la industrialización para equilibrar la relación entre el consumo interno y la exportación de gas natural.

En la Plataforma Energética se cree firmemente que los resultados y planteamientos desarrollados en este estudio permitirán impulsar el trabajo, debate y deliberaciones sobre el sector, los mismos que serán públicos, transparentes, abiertos a la opinión pública que quiera participar de estos temas vitales para el país.

Con el apoyo de:



Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia

Christian Inchauste Sandoval

SERIE: INVESTIGACIONES DE LA PLATAFORMA ENERGÉTICA



Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia



Christian Inchauste Sandoval



**HACIA UNA POLÍTICA
DE INDUSTRIALIZACIÓN
DEL GAS NATURAL EN
BOLIVIA**



HACIA UNA POLÍTICA DE INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN BOLIVIA

Christian Inchauste Sandoval



Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario;
Inchauste Sandoval, Christian

Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia /
por Christian Inchauste Sandoval

(Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N°3)

La Paz: CEDLA, julio 2010, x; 190p.

I. t.
II. s.

DESCRIPTORES TEMÁTICOS:

<GAS><GAS NATURAL><INDUSTRIALIZACIÓN><NACIONALIZACIÓN>
<POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA><POLÍTICAS PÚBLICAS>
<EXPORTACIÓN> <KARACHIPAMPA><MERCADOS DE EXPORTACIÓN>
<MERCADOS> <ESTADO><ACTORES SOCIALES><ACTORES ECONÓMICOS>

DESCRIPTOR GEOGRÁFICO:

<BOLIVIA

2010, CEDLA; Inchauste Sandoval , Christian

Depósito Legal: 4-1-1207-10

Editores:

CEDLA
Av. Jaimes Freyre No. 2940, Sopocachi
Telfs. 2412429 – 2413175 – 2413223
Fax: (591) (2) 2414625
E-mail: info@plataformaenergetica.org
URL: www.plataformaenergetica.org
www.cedla.org

Supervisión Editorial:

La Paz, Bolivia
Unidad de Comunicación

Cuidado de edición:

Guido Cortez

Ilustración de tapa:

CEDLA

Diagramación:

Sonoviso Comunicaciones

Impresión:

Edobol

Publicación realizada con el apoyo de Oxfam

Impreso en Bolivia

Printed in Bolivia

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor. Esta publicación se la realiza en el marco de la Plataforma Energética, creada por el CEDLA como un espacio plural para promover el debate público sobre los temas fundamentales del sector energético. La opinión del autor no implica, necesariamente, la posición y enfoque institucional.

ÍNDICE

Presentación	ix
Introducción	1
Almaraz, siempre Almaraz... ..	3
Los requisitos básicos	15
La certificación de reservas de gas natural.....	17
La existencia de reservas para la industrialización	19
Los gasoductos y el transporte de gas	30
La tecnología	33
El “riesgo país” de Bolivia	34
Génesis de un proyecto.....	37
Karachipampa: Un triste recordatorio	39
Las lecciones de Karachipampa	40
Actores de un proyecto	40
La distribución de los riesgos del proyecto	42
Los recursos humanos.....	42
Industrialización del gas versus exportación del gas	45
Los frenos a la industrialización	48

El drama del Pacific LNG.....	50
Mercados para la exportación del gas boliviano.....	53
Conclusiones: beneficios de la industrialización	58
Mercados potenciales para la industrialización	61
Mercado interno.....	64
Demanda de diésel	65
Mercado sudamericano.....	66
Mercado mundial	67
Mercado sudamericano de electricidad (Cono Sur)	69
Hacia una política de financiamiento de la industrialización del gas	75
Bolivia dejó de ser un país HIPC.....	78
Asignaciones del PGE a YPFB y ENDE	80
El crédito del Banco Central de Bolivia a YPFB por \$us 1.000 millones.	81
Fuentes locales de financiamiento: La Bolsa Boliviana de Valores.....	83
Fuentes locales de financiamiento: La banca privada.....	84
Agencias de Crédito a la Exportación.....	84
Financiamiento bancario de proyectos	85
Costos financieros y tasas de interés	86
Multilaterales: CAF, BID e IFC.....	87
Ejemplos de financiamiento de grandes proyectos.....	87
Conclusiones	89
Cartera indicativa de proyectos	91
Proyectos realizados o en ejecución	94
Proyectos en fase de estudio-Fase 1 de la industrialización...	99
Otros proyectos posibles-Fase 2 de la industrialización	112
El Estado y los actores	115
De la “era del gas” a la “Guerra del gas”	117
La nacionalización y la industrialización	120

Los actores estatales	122
Discusión sobre la nueva Ley de Hidrocarburos – Proyecto de Ley	124
Análisis de la Estrategia Boliviana de los Hidrocarburos	125
El problema no resuelto del precio del gas para la industrialización	126
¿Subsidios directos o subsidios cruzados?	127
EBIH, ENDE, YPFB y su relación con los socios estratégicos	129
Conclusiones y propuesta	130
Impactos posibles.....	133
Ejercicio de cálculo de ingresos	135
Los polos de desarrollo: empleo y equilibrio regional	141
Bolivianizar la industria	147
Impactos medioambientales.....	148
Impactos geopolíticos	150
Conclusiones y esbozo de una propuesta.....	153
El mensaje de la historia... ..	156
...frente a las dificultades para industrializar... ..	156
...nos plantea los siguientes desafíos	157
Industrialización: Gas para Bolivia y por Bolivia.....	158
Sembrar el gas en Bolivia	168
Epílogo	171
Bibliografía	177
Anexos	181
Glosario	187

PRESENTACIÓN

El Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) elaboró el año 2009 un estudio denominado “Estado del debate en política energética” que mostró que la política energética nacional carece de una visión integral y de largo plazo, y en cuyo diseño se extraña, como elemento vital en la generación de políticas públicas, un debate nacional participativo y rico en propuestas.

Ante esta evidencia, el CEDLA llegó a la conclusión, en consonancia con otras organizaciones empresariales, sindicales, universitarias, regionales e incluso gubernamentales, de que era necesario crear un espacio permanente, plural y participativo de reflexión, estudio y debate público sobre los temas fundamentales del sector energético.

Esa es la naturaleza y origen de la Plataforma Energética, que inició formalmente sus actividades en octubre del 2009, como un escenario democrático y público de debate, que no asume ni se arroga representación social alguna, y en el que participan tanto el Estado, las empresas, los expertos, las universidades, los sindicatos, las juntas vecinales y representaciones indígenas, planteando sus ideas y defendiendo sus legítimos intereses.

Bajo la coordinación inicial del CEDLA, la Plataforma Energética delineó en sus primeras deliberaciones las características y contenidos básicos de 5 mesas de trabajo, desde las cuales se alimentará el debate sobre política energética con la realización de investigaciones, estudios, propuestas, reuniones y otras formas de aportar/interpelar el diseño de políticas públicas. Allí también se definió incentivar este debate con la realización de seis investigaciones sobre temas importantes para el sector energético.

Estas investigaciones fueron encargadas a destacados profesionales independientes y expertos del sector, y están focalizadas en: 1) El litio y el desarrollo energético boliviano, 2) La industrialización del gas y la política energética, 3) El impacto de las energías renovables en el área rural de Bolivia, 4) El subsector de electricidad en el marco de la nueva ley, 5) El análisis ambiental de la política energética boliviana, y 6) El estado de la planificación energética en Bolivia.

Con la información y conocimiento generados en estas investigaciones, la Plataforma Energética busca, en lo fundamental, dinamizar un debate público que aporte al diseño de la política energética nacional de manera crítica, propositiva y fundamentada.

En esta oportunidad se presenta el resultado de la investigación denominada “Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia” realizada por Christian Inchauste Sandoval, que muestra, entre otros resultados, una síntesis de los antecedentes sociales y políticos que convirtieron a la industrialización de gas natural en uno de los puntos centrales de la agenda política en los últimos años; un análisis de las condiciones de producción de gas natural y de financiamiento para que una cartera de proyectos de industrialización sea viable y; la importancia de la industrialización para equilibrar la relación entre el consumo interno y la exportación de gas natural.

En la Plataforma Energética se cree firmemente que los resultados y planteamientos desarrollados en este estudio permitirán impulsar el trabajo, debate y deliberaciones sobre el sector, los mismos que serán públicos, transparentes, abiertos a la opinión pública que quiera participar de estos temas vitales para el país.

Javier Gómez Aguilar
Director ejecutivo
CEDLA

INTRODUCCIÓN

Almaraz, siempre Almaraz...

El debate sobre la industrialización del gas es de larga data. Hace unos años, Christophe Rousseau, Director de Financiamiento de Proyectos del BNP Paribas (uno de los bancos más grandes del mundo), comentó que cuando él era un joven analista financiero, en la década de los sesenta, su jefe le mostró un proyecto, una carpeta de carátula verde que decía: “Gasoducto Bolivia-Brasil”. Es decir que el gas boliviano estuvo en los radares del capital internacional desde esa década¹, y obviamente estos megaproyectos son de muy larga maduración.

Durante esa misma década, en Bolivia, un joven economista de 39 años provocaba convulsiones cada vez que hablaba en la pequeña sociedad boliviana, incluso bajo el gobierno de facto del General René Barrientos.

En un tiempo relativamente breve había logrado sistematizar y posicionar el tema del aprovechamiento de los recursos naturales con una agilidad mental y una prosa deliciosa, que

1 En realidad Bolivia y Brasil empezaron a discutir de los ductos que hoy los conectan desde el año 1938, mediante Notas Reversales. Escobari Cusicanqui, Jorge. *Brasil y petróleo boliviano*, Editorial La Juventud, Bolivia, 1986.

era la admiración y al mismo tiempo la envidia de los círculos intelectuales bolivianos. Dos meses después de la muerte del Ché Guevara en Ñancahuazú, el 5 de diciembre de 1967 en la Universidad Mayor de San Simón de Cochabamba, Sergio Almaraz Paz daba una conferencia magistral titulada *Lo básico: no perder el gas y ganar el mercado argentino para YPFB*².

El motivo de la reunión era una mesa de reflexión energética muy similar a la que se lleva a cabo actualmente bajo el patrocinio del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario de Bolivia (CEDLA). Almaraz fue uno de los primeros estudiosos en comprender que el gas natural rompería más de 500 años de paradigma de producción minera en Bolivia y que modificaría completamente los equilibrios políticos internos y externos del país.

Otro cambio de paradigma ha sucedido 38 años después. Actualmente gobierna el primer presidente indígena de la historia de Latinoamérica, reelecto por amplia mayoría en diciembre de 2009. En ese sentido, Almaraz era visionario en su lógica cuando hablaba de “salvar al gas después de la minería”. Evo Morales Ayma es también el primer presidente de la era del gas natural en Bolivia, iniciada en octubre 2003.

Confluyen dos corrientes de largo plazo: por un lado, la política, la descolonización representada por el presidente Morales; y por el otro, la económica, la llegada de una potente base económica –el gas natural– que modificará la Bolivia que se conoció hasta hace poco. Ver que la corriente de fondo de Bolivia era el gas natural y que modificaría sustancialmente los equilibrios a largo plazo de la nación fue el logro más visionario de Almaraz Paz.

2 Almaraz Paz, Sergio. *Obra completa*. Plural Editores, Bolivia, 2009.

El presidente del Estado Plurinacional ha manifestado repetidas veces, incluso cuando era parlamentario y dirigente sindical, que la industrialización, paralelamente con el respeto de la Madre Tierra, es el futuro del país. El presidente nacionalizó con éxito la cadena del gas. Ahora tiene el reto de industrializar.

Es significativo anotar que quien cae durante la “Guerra del gas” (Gonzalo Sánchez de Lozada) es precisamente un Presidente perteneciente a lo que Almaraz llama “mineros medianos” en su obra *Réquiem para una República*. El cambio político hizo eco a una modificación radical de naturaleza de las fuerzas productivas del país cuyas ondas de choque han alterado (y lo seguirán haciendo) las relaciones laborales, los equilibrios políticos, los grupos de poder. La era del gas en Bolivia cambiará significativamente el rol del país en el continente americano.

El contenido de la ponencia de Almaraz Paz condensa las preocupaciones actuales sobre el gas natural.

- Se habla en ese entonces de la “relación seis a uno” entre el multiplicador de inversión del gas frente al de la minería;
- se define el *modus operandi* de las trasnacionales³, describe los descubrimientos del chaco con el ejemplo del Campo de Monteagudo;
- se habla de un “código del gas frustrado” distinto al del petróleo, del “aspecto político de la batalla del gas”;
- se menciona obviamente a Chile, y la polémica del oleoducto Sica-Sica a Arica.

Se consagra un párrafo entero a la petroquímica detallando un proyecto de 55 millones de dólares⁴ de ese entonces para una planta de amoníaco y urea (fertilizantes).

3 Poniendo como ejemplo a la Gulf Oil Corporation de Pennsylvania, hoy llamada Chevron.

4 Entre 400 a 500 millones de dólares al 2008, según www.measuringworth.com/uscompare

Como se ve, Almaraz dibujó las líneas directrices del debate sobre el gas natural en Bolivia, por lo cual es imposible hablar de industrialización en Bolivia sin hacer mención especial a lo que este gran analista boliviano anticipó hace exactamente 43 años.

En contraposición, hace unos meses el economista boliviano Juan Cariaga publicó en el periódico La Razón un artículo titulado *Industrializar por industrializar*⁵, que llamaba a la polémica ya que al poner una definición académica de la economía (“la asignación eficiente de recursos escasos”) plantea serias objeciones a la posibilidad de invertir los recursos del país en la búsqueda de productos de valor agregado en el gas natural.

Aunque Cariaga no especifica si esos hipotéticos recursos eran estatales, de inversores externos, de fondos de inversión, deuda externa o de financiamiento de proyecto, la polémica estaba lanzada cuando afirma: “¿no sería mejor invertir todo ese dinero en desarrollar la agricultura tradicional que, además, generaría miles de empleos más que la industria de la petroquímica, altamente intensiva en capital?”. El artículo critica a algunos expertos y sectores del país que proponen desde hace más o menos una década industrializar el gas natural en Bolivia. El análisis viene de un economista serio, quien estuvo vigente durante el modelo anterior, donde el énfasis de generación de empleos y crecimiento estaba centrado en los sectores primarios de la economía boliviana, bajo el axioma de “exportar o morir”, el mismo principio que Almaraz criticaba tanto hace cuatro décadas.

Sin embargo, al ser uno de los economistas de mayor trayectoria del país, Cariaga es un buen referente y un “abogado del diablo” ideal para empezar a reflexionar sobre la posibilidad o la necesidad de industrializar el gas en Bolivia. De hecho, plantea en otros términos un reciente pronunciamiento hecho

5 Cariaga Juan L. *Industrializar por industrializar*, La Razón, 22 de noviembre de 2009, sección Columnistas.

por cinco de las seis organizaciones sociales que forman parte de la base de sustento del gobernante Movimiento al Socialismo (MAS), en sentido de que con la renta del gas se debería crear un Fondo de Desarrollo Agropecuario⁶. Este documento es valioso porque reconoce que la renta del gas debe servir para diversificar las actividades económicas en lugar de mantener el paradigma extractivista de la economía boliviana.

Existen otros tribunales de la defensa de la no-industrialización del gas en Bolivia (al fin y al cabo se podría ser exitosos económicamente como lo es Chile, el “modelo” de la región, que depende casi únicamente de las exportaciones del cobre de Antofagasta). De hecho, en *El poder y la caída* Almaraz cuenta cómo durante una visita a la fundición de estaño, el gerente de Williams Harvey & Sons puso todos los reparos posibles e imaginables a la industrialización de los minerales de base en Bolivia. Cuarenta y cinco años después, “la suma de todos los miedos” permanece en los columnistas, expertos y sobre todo “opinólogos” que quieren matar el proceso de industrialización en nuestro país, sin siquiera haber realizado los estudios necesarios para validar o abandonar tal o cual proyecto.

Para tratar de aclarar el panorama, el CEDLA creó en octubre de 2009 la Plataforma Energética, la que trata de dar una visión holística del sector energético. El documento de trabajo denominado *Estado del debate en política energética*⁷ indica que:

⁶ El documento está firmado por el Consejo Nacional de Ayllus y Markas del Qullasuyu (Conamaq), la Confederación Nacional de Mujeres Campesinas Indígenas Originarias de Bolivia “Bartolina Sisa” (FNMCIOSB), la Confederación Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia (CSUTCB), la Confederación de Pueblos Indígenas de Bolivia (CIDOB) y la Confederación Sindical de Colonizadores de Bolivia (CSCB). Fuente: El Deber, 12 de enero de 2010.

⁷ Plataforma Energética del CEDLA, octubre 2009, Bolivia

- En cuanto a la política energética, el tema de la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos (EBIH) pertenece a los “temas que no se han debatido y merecen atención”.
- En la sección “Hidrocarburos”, la industrialización habría tenido “un debate inicial”, del mismo modo que el tema del financiamiento de inversiones de YPFB.
- En el capítulo “Los actores del debate”, el documento enumera a los medios especializados en difundir los temas de energía.

El estudio concluye con un desafío a la investigación de estos temas y sus subtemas. En ese entendido, este documento proporciona los insumos para responder a algunas de estas preguntas y seguramente abrir otras más con el fin de que más ciudadanos se cuestionen y se impliquen.

Volviendo a los distintos documentos del Estado y del Movimiento al Socialismo (MAS), dentro de su plan de gobierno 2010-2015, el presidente Morales ha anunciado el “salto industrial”⁸, un ambicioso plan que incluye \$us 11.500 millones de dólares de inversión para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), unos \$us 5.000 millones para la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y unos \$us 3.000 millones para la minería. En total \$us 19.000 millones, o aproximadamente 100% del PIB de Bolivia de 2009 dedicado a inversiones en las industrias de base e industrias de transformación, teniendo como ejes el gas natural, el hierro del Mutún, el zinc de los andes y el litio del salar de Uyuni.

Dentro de estos anuncios, el Plan de Inversiones de YPFB 2010-2015 es un documento valioso y de acceso público⁹ ya que por primera vez en varias décadas se cuenta con un

8 Programa de Gobierno 2010 -2015.

9 www.ypfb.gob.bo y www.plataformaenergetica.org

documento que da las pautas de lo que la principal empresa estatal del país debe hacer durante el próximo quinquenio. El Plan de Negocios de YPF B aborda la integralidad de la cadena de los hidrocarburos y permite tener una visión de conjunto del sector, abordando también la termoelectricidad. Analiza sustancialmente el cambio (o los cambios) de la demanda de hidrocarburos líquidos en el país, y finalmente traza una línea de horizonte para coordinar a las siete grandes empresas que conforman la Corporación. En las siguientes páginas se verá la manera en que el Plan de Negocios aborda el anhelo de la industrialización del gas.

En base a dichos documentos, el presente estudio tratará de dar algunas bases para la reflexión sobre si se debe o no industrializar el gas, asumiendo obviamente las dos corrientes principistas que existen sobre la materia y que muchas veces han generado discusiones casi bizantinas pero que no lograron llegar a la verdadera polémica, que es donde se analizan las propuestas de manera más global, viendo sus pros y sus contras. En otras palabras, se tratará de dar mayores elementos para un debate sobre la asignación eficiente, planificada y rentable de las valiosas reservas de gas natural.

El debate se ha centrado hasta ahora netamente entre el “exportar o morir” del modelo neoliberal, en el que exportar era obviamente materias primas sin transformación, frente al paradigma de las “industrias industrializantes” del economista Gerard Destanne de Bernis. Ambas convergen de todos modos en la teoría del economista francés François Perroux sobre la creación de “polos de desarrollo” que ameritarán una sección dentro de este estudio.

Igualmente es necesario realizar algunas proyecciones de volúmenes de ventas e hipótesis sobre el tema, ya que se está

hablando de cambiar el horizonte productivo del país y su proyección geopolítica en la región.

Primero que nada se debe retornar al dominio meramente microeconómico, casi a la contabilidad de costos, para identificar los requisitos básicos para desarrollar un proceso de industrialización desde la producción. Del lado de la oferta, el proyecto o los proyectos deben tomar en cuenta los niveles actuales de producción y reservas de gas, las proyecciones de uso interno masivo de gas –en sus tres componentes principales: gas domiciliario, Gas Natural Vehicular (GNV) y gas industrial– y, obviamente, los programas de inversiones que todo lo anterior conlleva.

Seguidamente es importante establecer las relaciones entre las cadenas de actores que aportan, actúan y a veces compiten entre sí dentro de la cadena del gas. Es importante plantear la naturaleza de la relación entre la industrialización del gas natural y la exportación de gas como materia prima, la atención a los compromisos internacionales y el abastecimiento del mercado interno.

- ¿Qué impacto tienen sobre la logística (e inversiones adicionales), el potenciamiento del mercado interno y uno o varios proyectos industriales de la cadena del gas?
- ¿Cuál es la incidencia en el sector de transporte de hidrocarburos y en la cadena de logística del país (transporte ferroviario y por carretera)?
- De lo anterior se puede llegar a una primera recomendación para un portafolio de usos de reservas de gas boliviano que decline entre: consumo interno (seguridad energética), exportación de gas natural al Cono Sur (principal mercado) y ultramar, e industrialización.

Estas son preguntas que se han ido presentando en tribunas separadas y se quiere por primera vez compilar en una reflexión integral sobre el tema del gas natural y la industrialización. El rol del Estado en la cadena hidrocarburífera es ya una premisa cuando en el modelo anterior era solamente una variable secundaria. El rol de YPFB en la parte del *upstream* y de transporte, y el de la recientemente creada Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos es fundamental¹⁰. La nueva Ley de Hidrocarburos y cómo se aplica en la realidad es un tema sobre el cual se dará algunos elementos, en el momento en que se discute una nueva ley del sector.

¿Cómo se relacionará ENDE, YPFB y/o la EBIH con los desarrolladores privados o estatales de otros países?

- Este es un punto fundamental del cual depende el éxito de la industrialización, asumiendo que en este momento (2010) Bolivia todavía no tiene masa crítica para hacer todo el portafolio de industrialización por sí misma (aunque ya es posible que algunos proyectos de tamaño pequeño o mediano pueden ser llevados adelante por el Estado). Por otra parte, las empresas transnacionales que producen gas natural han tenido una actitud ya sea de respetuoso silencio sobre la industrialización y en algunos momentos de crítica nada constructiva.

Luego se verá uno de los temas importantes que es aquel de la identificación de mercados y proyección de la demanda de los productos industrializados. Demanda interna, por supuesto, demanda en el Cono Sur y en el mercado mundial.

La comprensión del mercado mundial es clave, ya que Bolivia competirá en el mundo globalizado y tendrá que buscar mercados, a causa de los compromisos internacionales y la

10 Mediante el Decreto Supremo 386.

visión monoexportadora, que provee gas natural a países que lo utilizan en su industrialización. Finalmente tendrá que exportar y vender a ultramar venciendo el grave *handicap* económico que supone la falta de una salida propia y soberana al mar.

Todo lo anterior conducirá a otro tema clave de este estudio: ¿Cómo se financia la cartera de proyectos de industrialización del gas en Bolivia?

La cifra que actualmente se maneja para los proyectos en una cartera que se detallará y que incluye las termoeléctricas a gas, la planta de gas a líquidos (GTL) y el complejo urea-amoniaco (y probablemente nitrato de amonio, que es una de las sugerencias de este estudio) de Bullo Bullo, asciende aproximadamente a entre \$us 3.000 millones y \$us 4.000 millones¹¹.

Ha retomado importancia, gracias a las declaraciones del embajador de Brasil, Federico Cézar de Araujo, la posibilidad de relanzar la petroquímica de Puerto Suárez con la brasileña Braskem¹². El emprendimiento representa cerca de \$us 2.000 millones de inversiones.

La discusión sobre el financiamiento de proyectos aportará algunos elementos para el debate. Este monto de lo que se llamará Primera fase de la industrialización en Bolivia se inscribe dentro de la globalidad del Plan de Negocios de YPFB de alrededor de \$us 11.500 millones, equivalente a 64% del PIB actual del país.

¿Qué impactos tendrá la industrialización del gas en Bolivia?

Una última sección del trabajo permitirá evaluar los principales impactos socioeconómicos de la industrialización

11 Esta cifra preliminar disponible en parte en el Plan de Negocios de YPFB Corporación (octubre 2009) no contempla las inversiones adicionales en campos de gas y ductos.

12 Complejo de etileno y polietileno.

del gas en la actividad económica, en los ingresos, empleo, mejor calidad de vida de las bolivianas y los bolivianos.

Se podrá establecer una primera comparación entre los ingresos obtenidos por la exportación de materia prima y los obtenidos por la exportación de productos industrializados y ver si a largo plazo le conviene, o no, finalmente, al país embarcarse en el desafío de potenciar el sector secundario, transformador de la economía boliviana.

Luego del fracaso de la cumbre de Copenhague y dada la biodiversidad enorme que tiene Bolivia, es importante cerrar con los impactos ambientales de dichos proyectos, sabiendo de entrada dos cosas: que todo proyecto industrial deja una huella medio ambiental, y por otro lado, las tecnologías actuales disponibles de la cadena de industrialización del gas vienen con paquetes de mitigación del daño medio ambiental altamente eficientes. El gas natural es de hecho el hidrocarburo más limpio y el gas boliviano es considerado a nivel mundial un “gas dulce” por su bajo contenido en sulfuros y gas ácido, que son los elementos contaminantes de este carburante.

El resultado final será una sección bajo la forma de Conclusiones y esbozo de una propuesta para la industrialización. Si el primer quinquenio del presidente Morales logró la recuperación del sector estratégico de los hidrocarburos y permitió duplicar el PIB del país, el segundo mandato deberá apuntar a la industrialización para lograr el cometido de desarrollo y del “vivir bien”, que es el fundamento filosófico de la actual revolución boliviana. El debate sobre la construcción de escenarios del gas será esencial.

El tema del gas natural es más que un simple “negocio” o un tema de agenda para campañas políticas puntuales. Debe

convertirse en una política de Estado permanente ya que como lo anticipó Sergio Almaraz Paz en su momento, de ello depende que Bolivia alcance el desarrollo de su base material y la satisfacción de las necesidades básicas en términos de educación, salud, infraestructura, empleo, crecimiento, deportes y esparcimiento de las bolivianas y los bolivianos.

LOS REQUISITOS BÁSICOS

Vale hacerse las siguientes preguntas:

- ¿Existe una receta para lanzar el proceso de industrialización del gas en Bolivia?
- ¿Debe un país del nivel de desarrollo de Bolivia quemar las etapas y lanzarse de lleno a la producción de valor agregado?
- ¿No existen otros rubros donde se deberían invertir masivamente los recursos del gas y la renta del mismo?
- ¿Qué pasa con el determinismo de la minería en la economía boliviana?

Para responder a estas preguntas se debe revisar la situación actual de la cadena del gas natural desde las reservas existentes, la capacidad de transporte para nuevos proyectos, el acceso a la tecnología y la capacidad de inversiones mediante recursos propios, accesos a socios estratégicos y mercados financieros.

La certificación de reservas de gas natural

Un elemento fundamental para promover al país a la industrialización del gas natural a gran escala consiste en certificar

las reservas del país. Como se conoce, el 22 de diciembre de 2009 el presidente interino de YPFB, Carlos Villegas, firmó el nuevo contrato de certificación de reservas con la empresa norteamericana Ryder-Scott¹³.

Cada proyecto de industrialización se basará en una presunción más o menos acertada del volumen de reservas de gas natural con que dispone, así como de su uso en un período de 20 a 25 años. Adicionalmente cada proyecto evaluará dentro de sus análisis de factibilidad y de sensibilidad de precios y de mercado la posibilidad de expandirse en el futuro.

El escenario de reservas que permitió el lanzamiento del Acuerdo de Compra-Venta de Gas al Brasil (GSA¹⁴) fue de alrededor de 8 trillones de pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés) previo a la capitalización de YPFB y a la Ley 1689 de Hidrocarburos. En ese entonces, se disponía ya de elementos suficientes para suponer que los campos desarrollados por YPFB, San Alberto y San Antonio, contenían un volumen gigantesco de gas natural en la capa geológica llamada Huamampampa.

Una tarde de agosto de 1997, Bolivia pasó de los 8 TCF mencionados a algo más de 20 TCF de reservas probadas (frente a 53 TCF que es la estimación total de reservas probadas, posibles y probables) lo que permitía encarar el proyecto de exportación de gas a Brasil con holgura y empezar a discutir la opción de exportar gas a Chile y a ultramar vía el proceso Gas Natural Licuado (GNL). En todo este ciclo la discusión sobre el uso de la canasta de reservas del gas boliviano fue manejada por las transnacionales presentes en Bolivia, el Estado fue simplemente un invitado de piedra, cediendo el control del sector por uno de los *government take* más bajos del planeta en ese entonces (alrededor de 25%).

¹³ www.ryderscott.com/es

¹⁴ Llamado comúnmente GSA por sus siglas en inglés (Gas Supply Agreement).

Además, en este período (1997-2001) la discusión sobre el uso de reservas para el mercado interno fue marginal y, peor aún, la opción de la industrialización prácticamente fue descartada. Un dato interesante a pesar de todo: durante “la euforia de la exportación del gas natural” que duró prácticamente hasta los meses previos a la “Guerra del gas”, los precios de exportación estaban entre \$us 1 a \$us 1,5 por MMBTU y como se mencionamos, el *government take* de 25% a 30% como máximo. Dicho de otro modo, antes de la Ley “Vaca Díez” 3058 y la nacionalización de 2006, ese era el valor nominal del gas natural y la tasa de retorno para las reservas de gas del Estado de Bolivia. Hoy se habla de precios del gas entre \$us 5 y \$us 8 por MMBtu y un *government take* del orden de 65% a 70%.

Por lo mismo, la nueva certificación de las reservas, previstas para fines del año 2010, dará un panorama de la existencia en cifras actualizadas de gas natural probadas y disponibles para el mercado interno, la industrialización y la exportación. Se observará con más atención este tema.

La existencia de reservas para la industrialización

El panorama actual de reservas comprometidas se basa en los 26 TCF¹⁵ probados de la última certificación de DeGolyer and MacNaughton¹⁶ en 2006. Al ritmo actual de consumo anual de casi un trillón de pies cúbicos por año, este volumen representaría actualmente 23 TCF.

Queda obviamente la incógnita de qué pasó durante la última certificación preliminar de DeGolyer que en el lapso de un año¹⁷ bajó las reservas probadas de 25 TCF a los 19 TCF que se usa como base de cálculo. Para fines de estos cálculos se partirá con esta última certificación extremadamente conservadora de

¹⁵ Trillones de pies cúbicos en nomenclatura anglosajona.

¹⁶ www.demac.com

¹⁷ Entre 2005 y 2006

19 TCF publicada en mayo del 2006 en las reservas probadas bolivianas para ver en qué situación de reservas comprometidas se estará en un horizonte de 20 años. Hay que aguardar el estudio en curso del 2010 por Ryder Scott para que nos de una cifra ajustada a 2010 tomando en cuenta que entre 2005 y 2010 Bolivia habría consumido ya de todos modos algo así como 3 TCF (0,55 TCF por año en promedio)

Actualmente el mercado interno (sin crecimiento vegetativo) requiere de 1,5 TCF. El GSA a Brasil, que es el acuerdo de compra-venta prioritario, demanda 7,8 TCF mientras que la adenda del GSA a la Argentina ocupa 7 TCF. Lo que da el siguiente cuadro consolidado de consumo diario y de reservas de gas comprometidas. El monto total se acerca a la última certificación de DeGolyer.

Cuadro 1

Consumo diario y reservas comprometidas por Bolivia a 20 años (2010-2020)

	Consumo Diario Promedio en MMMC	Reservas de Gas Comprometidas en TCFs
Mercado Interno	6	1,5
GSA Brasil	30	7,8
GSA Argentina	27	7
Totales	63	16,3
Producción o Saldo Actual	42	17,5
Saldo a Favor o en contra	-21	1,2

Fuente: YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Elaboración: Propia.

La lectura del cuadro deja varias lecciones

- El margen de reservas no comprometidas de gas de Bolivia es hoy de apenas 1,2 TCF asumiendo un crecimiento casi nulo del mercado interno boliviano. Se conoce que el

mercado interno está empezando recién su inserción a la matriz del gas natural.

- Hoy se tiene datos de que el consumo interno de gas en Bolivia, pre-industrialización e incluyendo únicamente gas a domicilio y GNV debería llevar a un consumo diario de 10 a 15 millones de metros cúbicos para finales de la década del 2010.
- Por lo cual y dada la inminencia de la adenda del acuerdo de venta de gas a Argentina en 2010, no existiría actualmente gas disponible para más de uno o dos proyectos de industrialización –probablemente un par de plantas térmicas hasta 500 megavatios (MW) y la planta de amoníaco y urea.
- Se dependerá de nuevos descubrimientos de reservas para asegurar la industrialización y la satisfacción de la demanda del mercado interno, y para desarrollar nuevos pozos se puede del cumplimiento de las inversiones por parte de los operadores.
- La prioridad de la asignación de la canasta del gas boliviano sigue siendo la de respetar los compromisos de los mercados externos.
- Existe un déficit de producción de 21 millones de metros cúbicos al día si es que se quiere alcanzar el objetivo de cumplir los compromisos emanados del GSA a Argentina. Bolivia habría llegado en el año 2009 a un techo de producción de 42 millones de metros cúbicos al día.
- Finalmente el balance de consumo interno sobre exportación¹⁸ es de 14/86, es decir, que el uso del gas en Bolivia representa solamente poco más del 10% de la producción de gas actual.
- Es una canasta de venta del gas altamente sensible a un shock externo como se vió con la disminución de recursos entre 2008 y 2009 de alrededor de \$us 1.100 millones. En un shock externo los precios de las materias primas tienden

¹⁸ Tomando en cuenta el volumen actual máximo de Argentina de 7 millones de metros cúbicos al día.

a tener ajustes violentos a la baja y la recuperación de precios suele tomar entre dos y tres años. Es de esperarse que durante 2010 y 2011 los precios del gas natural exportado por Bolivia se recuperen a niveles alrededor de \$us 7 por MMBTU.

Para incluir las hipótesis de proyectos de industrialización según el Plan de Negocios de YPFB se elaboró un segundo cuadro de uso de reservas ajustado que toma como axiomas de base:

1. Crecimiento más fuerte de la demanda interna (para responder al crecimiento del PIB boliviano superior al 5% anual).
2. Toma en cuenta los proyectos de industrialización anunciados por YPFB y ENDE.

Se usa como hipótesis el consumo de gas detallado en los proyectos principales descritos en la sección Cartera indicativa de Proyectos. Esta es la Cartera de lo que se llamará a continuación la Fase 1 de la industrialización.

Entonces las hipótesis de trabajo para este segundo cuadro ajustado son las siguientes:

1. Un consumo de 8 millones de metros cúbicos día para el proyecto de reducción directa del Mutún que producirá acero a partir del año 2015 durante 20 años. Incluye una central de ciclo combinado de 500 MW.
2. La adición de 1.000 MW de generación térmica (tecnología ciclo combinado) durante la primera parte de la década, como respaldo a la cartera de proyectos hidroeléctricos de ENDE y los proyectos de generación de electricidad para exportación que requieran gas natural.

3. Se estima que cada 250 MW de generación consumen 1 millón de metros cúbicos día¹⁹ bajo un sistema de “ciclo combinado” que eleva la eficiencia energética de la planta al 60% a través de la recuperación de calor y una turbina de vapor.
4. Consumo interno que sube de 6 a 12 millones de metros cúbicos diarios en promedio en razón de los programas de gas a domicilio, de conversión de vehículos a gas natural vehicular, llegando a 20 millones para fines del 2025.
5. Se incluye además la entrada en funcionamiento de la primera fase (2 millones de metros cúbicos) del proyecto de producción de carbonato de litio y potasio en el salar de Uyuni por parte de la Corporación Minera de Bolivia (Comibol) y las fundiciones de cobre de Coro Coro (1 millón de metros cúbicos), de bismuto (medio millón de metros cúbicos) y de wolfram (medio millón de metros cúbicos de gas).
6. La entrada o no en funcionamiento de los proyectos mineros de la cartera de Comibol puede acelerar el consumo interno de Bolivia por encima de los 20 millones de metros cúbicos diarios para después del 2020 y acelerar el escenario de demanda interna prevista por YPFB.
7. Ingreso en producción de la planta de amoniaco urea de Buló Buló para los años 2013-2014. Se estima que la planta consumirá 2,5 millones de metros cúbicos de gas al día.
8. Entrada en producción de la planta de transformación de gas a líquidos (por su sigla en inglés GTL) para los años 2014-2015, donde se estima que la planta consumirá 4 millones de metros cúbicos de gas al día.
9. Entrada en producción del proyecto Mutún desde el 2014.

19 Dicho de otro modo, el contrato de exportación entre Bolivia y Brasil permite que el vecino país disponga de un potencial de generación termoeléctrica de 7.500 MW, equivalentes al 75% de la represa de Itaipú o el 100% de la generación de San Antonio y Jirau.

Cuadro 2

Consumo diario y reservas comprometidas por Bolivia a 20 años incluyendo crecimiento de la demanda interna y Primera fase de la industrialización (2010-2020)

	Consumo Diario Promedio en MMMC	Reservas de Gas Comprometidas en TCFs
Mercado Interno Ajustado	12	3
GSA Brasil	30	7,8
GSA Argentina	27	7
Totales	69	17,8
Acero Mutún	8	2,1
Electricidad 1000 MW adicionales	4	1,05
Amoniaco Urea	2,5	0,6
GTL	4	1,05
Sub Total Industrialización	18,5	4,8
Produccion Diaria y Reservas Ajustadas	87,5	22,6

Fuente: YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
Elaboración: Propia.

Las conclusiones de esta hipótesis de la Primera fase de la industrialización son las siguientes:

1. Bolivia debe subir su producción diaria a casi 87,5 millones de metros cúbicos al día únicamente para albergar 4 tipos de proyectos de industrialización (gas a electricidad, gas a líquidos, gas a acero y gas a fertilizantes). Es decir duplicar lo que se produce actualmente.
2. Dicho flujo contempla cumplir con un contrato de venta de gas al proyecto de la Empresa Siderúrgica del Mutún y genera el flujo de gas suficiente para la planta de polietileno de Puerto Suárez. Bajo este escenario se puede entonces incluir la planta de petroquímica etano, etileno a polietileno para producir plásticos ya que no se requieren volúmenes adicionales de gas natural, sino más bien su separación en componentes gaseosos básicos. La corriente actual de 42 millones

de metros cúbicos puede proveer el etano suficiente para la petroquímica, pero requiere un solo punto de separación del gas que idealmente es Puerto Suárez.

3. El crecimiento de la demanda interna en los estudios disponibles (YPFB) podría ser demasiado conservadora. Nuestra percepción es que únicamente con la entrada en producción de los proyectos mineros de la COMIBOL se podría duplicar el consumo interno.
4. Del mismo modo, se ha asumido un crecimiento conservador de la generación eléctrica a gas en los próximos 20 años, inyectando 1.000 MW de potencia en ciclo combinado, que pueden ingresar en producción rápidamente si se concretan contratos de venta de energía eléctrica a la exportación al Brasil.
5. De todos modos la demanda boliviana está creciendo a ritmos entre 7% y 10% por año, por lo que la seguridad energética boliviana debe preservarse manteniendo el equilibrio entre la matriz hídrica (40%) y térmica (60%)²⁰, una de las más proporcionadas y seguras de América Latina.
6. Con la adición de los proyectos de industrialización mencionados, el balance consumo interno e industrialización/consumo externo queda a 35/65, es decir que dos tercios del gas siguen siendo para el mercado externo y sin valor agregado. Obviamente se está en una distribución del portafolio de reservas del gas un poco más razonable, al dividirse el mercado externo en dos partes iguales.
7. El impacto económico detallado de éste y otros proyectos de industrialización se encuentra en la sección Ejercicio de cálculo de ingresos.
8. Bajo este escenario se puede incluir una segunda planta de petroquímica etano, etileno a polietileno para producir plásticos, ya que no se requieren volúmenes adicionales de gas natural, sino más bien separar el gas natural producido en sus componentes gaseosos básicos. La corriente proyectada

20 Fuentes: ENDE y Centro Nacional de Despacho de Carga.

de 87,5 millones de metros cúbicos por día, puede proveer el etano suficiente para la expansión de petroquímica para volúmenes superiores al millón de toneladas de plásticos.

Entre 2010 y 2014, la entrada en producción de los campos de Incahuasi, Tacubo, Ingre, Margarita y Huacaya, cuyos volúmenes serán previamente certificados, dará por fin el horizonte de planificación de las reservas del gas para al menos 20 años, primera condición *sine qua non* para industrializar más de dos proyectos de gas natural, incluyendo los de Puerto Suárez, los proyectos mineros y las iniciativas de la zona del chaco tarijeño.

Pero por el momento y a la espera de la certificación y habilitación de los nuevos campos, por un tema de falta de producción suficiente, no es posible garantizar la cartera de proyectos de la Primera fase de la industrialización e incluso el crecimiento del mercado interno (seguridad energética) depende de estos nuevos campos al haberse subordinado los contratos de exportación al consumo interno.

Con la Primera fase de la industrialización se va que llegando a una producción diaria de 87,5 millones de metros cúbicos, sin tomar en cuenta la estacionalidad de los mercados argentinos y brasileños²¹, se logra insertar la industrialización y el aumento del consumo interno hasta 20 millones de metros cúbicos al día para finales de la década. Con todo, Bolivia asigna en total 22,6 TCF de reservas logrando el arranque de la industrialización.

Una segunda hipótesis (cuadro siguiente) indica que para incluir el proyecto Urupabol de 15 millones de metros cúbicos al

²¹ La estacionalidad de los mercados brasileños y argentinos debe ser objeto de un estudio profundo. Ambos países utilizan los mayores volúmenes de gas natural disponibles en Bolivia en invierno para sus centrales térmicas, mientras que en verano bajan para hacer entrar en funcionamiento sus centrales hidroeléctricas, salvo si hay un pico en la demanda causado eventualmente por una sequía o una ola de calor. ¿Qué hace Bolivia con el gas excedentario en verano? Pues lo reinyecta o lo quema, y eso cuesta dinero al país.

día (equivalente también a un tren de exportación de GNL por intermedio de Brasil) y la Segunda fase de la industrialización, Bolivia debe producir para finales del 2020 un volumen de 125,5 millones de metros cúbicos al día.

Se cierra esta sección con un cuadro de consumo asumiendo estas dos últimas hipótesis. Esta Segunda fase de la industrialización implica entonces el portafolio inicial presentado por YPFB, la expansión de la planta GTL y la entrada en funcionamiento de 1.000 MW de generación adicional. Asumimos también que el proyecto Mutún funciona a plena capacidad (Fase 1 y Fase 2 del yacimiento) en este ejercicio.

Cuadro 3

**Consumo diario y reservas comprometidas por Bolivia a 20 años.
Fase 2 de industrialización; Fase 2 y el proyecto Urupabol o LNG al
Atlántico (2010-2020)**

	Consumo Diario Promedio en MMMC	Reservas de Gas Comprometidas en TCFs
Mercado Interno + Minería	20	3,5
GSA Brasil	30	7,8
GSA Argentina	27	7
Urupabol o GNL vía Brasil	15	3,5
Totales	92	21,8
Acero Mutún	8	2,1
Electricidad 1000MW adicionales	4	1,05
Amoníaco Urea	2,5	0,6
GTL	4	1,05
Sub Total Industrialización Básica	18,5	4,8
Acero Mutún Fase 2	6	1,56
Electricidad 1000MW adicionales	4	1,05
Amoníaco Urea Fase 2	2	0,3
GTL Fase 2	3	0,78
Sub Total Industrialización Fase 2	15	3,69
Producción Diaria y Reservas Ajustadas	125,5	30,29

Fuente: YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Elaboración: Propia.

Las conclusiones de esta hipótesis son las siguientes:

1. Queda claro que el Estado deberá realizar una elección sobre el uso de sus reservas de gas para desarrollar una Segunda fase de la industrialización, es decir con los proyectos que son expansiones de los existentes y/o nuevas iniciativas puede quedar supeditado a la existencia o no de nuevos proyectos de exportación.
2. Por el momento, y de confirmarse el nuevo GSA a Argentina, queda claro que el proyecto Urupabol ha sido reactivado, luego de haber sido archivado durante casi diez años²². No se sabe todavía el volumen que pueden demandar ambos países, aunque se puede estimar que por la inversión y los costos fijos de un posible nuevo gasoducto haya que pensar en unos 15 millones de metros cúbicos por día. Todo dependerá de que Argentina dé su anuencia para enviar gas boliviano por sus ductos al Uruguay.
3. En paralelo, el contar con mayores reservas abre además la posibilidad de tener un proyecto GNL alternativo en el Atlántico, con otros países, sin depender de la tormentosa relación diplomática que se tiene con Chile desde 1879.
4. Obviamente queda también en el tapete el tema de vender gas directamente a Chile, aunque se piensa que si se aumenta la capacidad de bombeo a la Argentina, este país tendrá nuevamente la posibilidad de triangular sus excedentes hacia terceros (Chile y eventualmente Uruguay) y utilizar su capacidad de regasificación existente en Mejillones y Quintero que alcanzan los 20 millones de metros cúbicos diarios.
5. Otra opción para desarrollar el proyecto LNG es retomar la propuesta que Ildo Sauer hizo en octubre de 2003, por entonces Director de Energía de Petrobras, de utilizar la red del gasoducto Bolivia-Brasil que en su ramal Sao Paulo-Porto Alegre pasa por una zona extensa del litoral del principal cliente. Una planta en esta zona (posible en virtud de los tratados internacionales entre Bolivia y Brasil)

22 Existe un estudio de prefactibilidad realizado a finales de la década de los noventa.

abre la posibilidad de que Bolivia entre el mercado GNL del Atlántico, que será el más activo del planeta durante la década del 2010.

6. El Cuadro 3 muestra un uso de reservas cercano a 30,3 trillones de pies cúbicos y una producción diaria de 125,5 millones de metros cúbicos al día, lo que pondría al país entre los 20 países de mayor producción del mundo²³. Probablemente es un horizonte de producción muy ambicioso ya que implicaría una inversión multibillonaria en el *upstream* del sector hidrocarburos, nunca antes vista en Bolivia.
7. Finalmente, ante este escenario global el ratio “consumo interno” (incluyendo la industrialización) frente a la “exportación del gas sin industrializar” quedaría en 43/57, con una diversificación de 4 mercados al extranjero con el potencial de enviar los excedentes de la estacionalidad del Cono Sur al mercado de GNL del Atlántico.
8. Bajo este escenario se puede incluir una expansión de la planta de petroquímica etano, etileno a polietileno para producir plásticos, ya que no se requieren volúmenes adicionales de gas natural, sino más bien separar el gas natural producido en sus componentes gaseosos básicos. La corriente proyectada de 125 millones de metros cúbicos por día, puede proveer el etano suficiente para la expansión de petroquímica para volúmenes superiores al millón o más de toneladas de plásticos.

Probablemente en términos de diversificación de la canasta de mercados, este sea un escenario óptimo a largo plazo para Bolivia, ya que equilibra el balance de exportación como materia prima frente al consumo interno e industrialización casi a 43/57, siendo la planta petroquímica de polietileno un componente adicional de la industrialización luego de la separación de las corrientes del gas boliviano.

23 Actualmente Bolivia ocupa el puesto número 34.

Los gasoductos y el transporte de gas

Los ejecutivos de la Enron, de triste memoria, solían afirmar que “quien controla los gasoductos controla el gas natural”. En su apogeo, Enron controlaba todos los gasoductos de Bolivia y se convirtió en el operador privado de gasoductos más importante del planeta. Luego, se convirtieron en el mejor ejemplo reciente de lo autodestructivo que es “la avaricia capitalista”, como sostiene Karl Marx. Toda la red de Enron se vino abajo como un castillo de naipes luego de especular sobre sus propias acciones y crear artilugios contables al infinito para maquillar como ganancias sus pérdidas financieras.

¿Toda la red? No. Hasta el 1 de mayo de 2008 (cuando se dio la nacionalización de YPFB) mantuvieron, entre otros, un activo en Sudamérica conjuntamente con la Shell, llamado Transredes S.A.

Esta historia condensada de la mayor quiebra corporativa de principios del siglo XXI deja dos preguntas flotando en el aire: 1) ¿Qué tan importantes son los gasoductos?, ¿son o no son una pieza clave para la industrialización del gas? y; 2) ¿Son tan importantes como la certificación de reservas, la tecnología y la búsqueda de mercados?

Es muy probable que los gasoductos sean el árbol detrás del bosque de la industrialización. Es el tema del que nadie habla en ninguno de los foros o debates. Se tratará de entender su importancia en el desarrollo de la industria del gas. Es probable que al acabar esta sección se ve que el horizonte para llevar adelante la industrialización del gas sea un poco más largo y complicado de lo que se pensaba.

Los desafíos que Bolivia puede encontrar en el tema del transporte²⁴ son los siguientes:

²⁴ Véase: Correa Vera, Loreto; Imaña Serrano, Tanya; Añez Rea, W. Martín. *Los laberintos de la tierra: gasoductos y sociedad en el Oriente boliviano-- San José, San Matías y Puerto Suárez*, Fundación PIEB, Bolivia, 2003.

- *Capacidad de transporte adicional para proyectos de industrialización* frente a gasoductos de exportación: Por ejemplo, actualmente, a pesar de existir capacidad instalada para llegar a la zona del Mutún a través del Gas Trans Boliviano (GTB)²⁵, no es posible contar con el ducto existente para llevar el gas al yacimiento de hierro. En el estado actual de los compromisos internacionales²⁶ la Empresa Siderúrgica del Mutún debería licitar la construcción de un gasoducto adicional desde Río Grande con capacidad para transportar 8 millones de metros cúbicos por día, equivalente al volumen total del mercado interno; o solicitar a GTB la realización de estudios de ingeniería básica para expandir la capacidad del ducto hasta 40 millones de metros cúbicos al día²⁷. Previamente debe disponer de las reservas de gas necesarias y del contrato de venta de gas a largo plazo.
- *Tarifa estampilla frente a tarifa por proyectos*, actualmente la legislación prevé una tarifa estampilla para el transporte del gas natural en Bolivia²⁸. La tarifa en principio fue diseñada como un incentivo para bajar los costos de transporte del gas natural en Bolivia. Fue fijada y diseñada en función de las necesidades del anterior modelo de uso de las reservas en Bolivia, esencialmente exportador y minoritariamente abocado al mercado interno. Probablemente debe ser modificada con la anuencia de la ANH para soportar nuevos proyectos.

²⁵ Gas Trans Boliviano: www.gtb.bo, el operador de la parte boliviana del gasoducto Bolivia-Brasil.

²⁶ El contrato firmado con Brasil (GSA) establece un máximo transportado de 30,08 millones de metros cúbicos al día. Sin embargo, el adicional para llegar a los 32 millones de metros cúbicos al día tiene que ver con el transporte adicional para consumidores dentro el mercado interno (Puerto Suárez) y el gas combustible para la operación de las unidades compresoras de GTB y que tiene que llegar hasta el lado brasileiro.

²⁷ Entrevista a José Gordillo del 3 de agosto de 2009, Energy Press, Bolivia.

²⁸ \$us 0,41 por millar de pies cúbicos. La tarifa estampilla se refiere a un precio de costos de transporte por ductos unificado en el territorio nacional, no importando la distancia que transiten dentro del territorio nacional.

Sobre el financiamiento adicional para gasoductos del mercado interno, el Plan de Negocios 2010-2015 de YPFB detalla lo siguiente: *“Se prioriza satisfacer la demanda del Mercado Interno de Gas Natural.*

- Se implementan las facilidades de transporte requeridas para el Mercado de Exportación Argentina.
 - Sujeto al resultado de los prospectos exploratorios, el Proyecto Siderúrgico Mutún requiere la siguiente inversión en transporte:
 - Ampliación en los sistemas Río Grande Compresión y GTB tienen una estimación de inversión de \$us 250 millones.
- En YPFB Transporte la inversión estará sujeta a la potencial ubicación de los prospectos exploratorios exitosos”²⁹.

Este documento detalla un monto de inversiones en gasoductos de alrededor de \$us 861 millones para fortalecer la red de gasoductos bolivianos frente a un monto similar de inversiones en transporte de líquidos. Si se quedará en el área de gasoductos e incluiría la expansión del GTB, se estaría hablando de 1.031 millones de dólares que deberá invertir YPFB Transportes S.A. en el área de gasoductos. Al tema financiero hay que agregarle la variable tiempo. Este escenario de inversiones corresponde al Cuadro 1 de uso de las reservas bolivianas del gas de la sección anterior. En las hipótesis de los Cuadros 2 y 3 de usos de reservas vistos anteriormente, la inversión necesaria se multiplicará por dos o tres veces. En términos de planificación estratégica, los escenarios 2 y 3 (Fases 1 y 2 de la industrialización) plantean serios retos.

Toma entre dos y tres años, en un escenario ideal, en el que la idea en el papel, los estudios de factibilidad y los financiamientos necesarios se materialicen en un gasoducto o en un poliducto.

²⁹ Fuente: Plan de Negocios YPFB Corporación, 2010-2015.

De lo anterior se colige que el tema de los gasoductos y la importancia estratégica que ha tenido para Bolivia la nacionalización de los activos de la actual YPFB Transporte S.A. (antes Transredes) debe priorizarse en el debate del uso del gas natural de Bolivia, el que se encuentra mayormente focalizado en las temáticas de reservas nuevas, inversiones en dichas reservas y mercados de exportación.

La tecnología

Uno de los puntos esenciales de todo proyecto es el riesgo tecnológico. Todos los proyectos, incluso los más usuales, como las centrales eléctricas a gas, poseen un riesgo de tecnología. Generalmente existen mecanismos de garantías de buen funcionamiento de los equipos en proyectos importantes. Pero el tema de la tecnología se quiere mencionar es el hecho de que la mayor parte de ella reside en países desarrollados. Como Bolivia debe comprar los equipos del extranjero, la inversión del país, el multiplicador de inversión se diluye al partir entre 60% y 80% del monto de las inversiones de los proyectos al exterior.

Uno de los puntos esenciales para consolidar la industrialización consiste en negociar la transferencia de tecnología durante el diseño de los contratos. El esquema está siendo aplicado actualmente en la Planta Piloto de Río Grande en Uyuni para la producción de carbonato de litio. Como parte de una serie de condiciones previas para poder invertir, la Corporación Minera de Bolivia ha pedido la constitución de un Comité Técnico en el que se analizarán las distintas alternativas para iniciar la cadena de industrialización del litio, en particular los procesos evaporíticos³⁰. Gracias a este enfoque, Bolivia tendrá su propia tecnología para procesar el litio y el potasio del salar de Uyuni.

³⁰ www.evaporiticos.org

Al margen de analizar los antecedentes de la tecnología que se utilice para un determinado proyecto, es muy importante que en los términos de referencia se incluyan también:

- Mínimo de componente local fabricado en Bolivia.
- Cláusulas de transferencia de tecnología.
- Cláusulas de utilización de insumos bolivianos.
- Cláusulas de formación de recursos humanos locales.

De lo contrario, la industrialización del gas puede crear otras formas de dependencia con el extranjero (ver la sección “Los polos de desarrollo: empleo y equilibrio regional” y “Bolivianizar la industria”).

Finalmente, cuando se habla de tecnología se habla de patentes, fabricantes y precios elevados. Los licenciantes o contratistas de las tecnologías que Bolivia requiere funcionan como un oligopolio. Son generalmente menos de 10 empresas que pueden proveer tal catalizador o tal turbina. Por lo tanto, es una de las razones principales de los elevados costos que suponen cada uno de estos procesos industriales.

El “riesgo país” de Bolivia

Bolivia pasó en los últimos años (2003-2008) una situación política muy compleja.

- Primero por la caída del sistema liberal ligado al Consenso de Washington, que devino en la “Guerra del gas” y en el triunfo masivo de Evo Morales en las elecciones presidenciales de diciembre de 2005³¹.
- Segundo, durante el período 2006-2008, en el que la oposición de derecha boliviana intentó derrocar al presidente Morales incluso mediante amenazas secesionistas y un intento de golpe de estado en septiembre 2008.

³¹ Con 53,7% de votación nacional, pero sin controlar el Senado.

La percepción del riesgo país en esos años fue agravada por la mala prensa que se hizo en Latinoamérica y Europa sobre la nacionalización de los hidrocarburos. Fue, ciertamente, un freno a cualquier intento de llegada de nuevos inversores a la arena energética. Sin embargo, durante este período han aparecido nuevos actores que han ingresado o desean ingresar al sector. Sin extenderse mucho en este tema se cita a Petróleo de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) y Pequiven (de Venezuela)³², Gazprom (Rusia) y Petrogas (China) quienes han avanzado en distintos proyectos con YPF. Recientemente ha vuelto a aparecer Braskem³³ de Brasil como un serio candidato para lanzar el proyecto de polietileno en Puerto Suárez. Ciertamente muchos de ellos son empresas estatales aunque casi todas de renombre internacional.

Luego de las turbulencias pasadas, el país puede ahora vanagloriarse de tener un principio de estabilidad política con la reelección apabullante del presidente Evo Morales³⁴. Este es un punto importante porque la señal para cualquier socio estratégico o inversor que ve por primera vez en mucho tiempo la señal de estabilidad jurídica y de actores estatales para emprender una asociación de largo plazo, necesaria en los proyectos importantes.

Con todo, Bolivia tiene ahora un rating internacional de “B” y “B2” (Fitch Rating y Moody’s, respectivamente) otorgado por las calificadoras internacionales, que reflejan el buen manejo de las rentas del gas y de la minería. Una calificación de este tipo permite acceder a financiamientos internacionales, pero puede estar sujeto a precios más elevados que sus pares latinoamericanos y a plazos de repago más cortos. (El tema se aborda con mayor

³² Este último muy importante por ser la empresa de industrialización de Venezuela. www.pequiven.com .

³³ www.braskem.com

³⁴ Con 64,22% de votación, controlando ambas cámaras de la Asamblea Plurinacional Legislativa.

profundidad en la sección: Hacia una política de financiamiento de la industrialización del gas).

Con la nacionalización del gas de mayo del 2006, Bolivia ha duplicado su PIB en este quinquenio y ha salido de la categoría de “países de menor desarrollo” entrando al umbral de los “países de renta media”, volviéndose, por lo tanto, un país emergente y ojalá atractivo nuevamente para la inversión extranjera. Corresponderá en este segundo quinquenio continuar con esta buena gestión, duplicar nuevamente el PIB boliviano y lanzar al país en la senda de la industrialización.

GÉNESIS DE UN PROYECTO

A la luz del ejemplo de Karachipampa es importante repasar los ingredientes y actores para pensar en un proyecto de industrialización, el cual difiere del de uno de producción de materias primas, donde el mercado mundial de los *commodities* es mucho más amplio.

Karachipampa: Un triste recordatorio

En la carretera de acceso a Potosí existe un triste recordatorio llamado Karachipampa, una planta fundidora y refinadora de metales financiada por el Estado boliviano hace 30 años, que nunca produjo un solo lingote.

El sueño de ingenieros bolivianos y europeos de tener una planta de primer nivel se transformó en un elefante blanco cuya reactivación costaría actualmente 150 millones de dólares, adicionales a los 450 millones de dólares de costo inicial de la planta, en dólares de los años ochenta.

En aquel tiempo no se tomó en cuenta que Bolivia no contaba con suficiente plata, plomo y zinc para abastecer el complejo polimetalúrgico, el suministro de gas llegó tarde y a

tres años de la entrega de la planta se desplomaron todos los precios de los minerales de base cotizados en el London Metal Exchange (LME), en paralelo con el proceso de privatización que vivió Bolivia desde 1985. El sueño industrializador de la minería se desmoronó.

Las lecciones de Karachipampa

A finales de los setenta y de manera inexplicable, se ubicó la fundición de Karachipampa cerca de la ciudad de Potosí, donde no había producción suficiente de los minerales de base que se requerían para el funcionamiento de la planta. Si bien en ese momento los precios de los minerales estaban elevados, no había –ni juntando toda la producción de plata, plomo y zinc de toda Bolivia– suficiente materia prima para alimentar la planta.

En ese sentido, la Fundición de Vinto, de tamaño más modesto, permite hasta ahora a Bolivia vender estaño en lingotes al LME.

Uno de los puntos más importantes se refiere al financiamiento. El proyecto fue financiado por bancos europeos directamente sobre el Estado boliviano. Al hacer esto se transfirió la totalidad del riesgo del proyecto al erario nacional y, por tanto, al pueblo boliviano.

Actores de un proyecto

Para evitar esos errores en la elaboración de un proyecto de industrialización (los mismos apuntes se aplican a proyectos de energía, minería e infraestructura) es importante tener de antemano la matriz de actores. La misma es esencial para analizar, asignar y mitigar los distintos tipos de riesgo en la construcción y operación de una planta.

Los actores de un proyecto son los siguientes:

- **Desarrolladores.** Los desarrolladores pueden ser una o varias empresas interesadas en el proyecto. Pueden ser empresas estatales, contratistas, proveedores de equipos, compradores del producto final, o utilizadores del producto del proyecto de sus instalaciones.
- **Accionistas.** Públicos, privados o generalmente mixtos, son los dueños de la empresa de proyecto.
- **La empresa del proyecto.** Puede tomar la forma legal de una entidad nueva, de una subsidiaria o una filial de una empresa o grupos de empresas. La identidad, razón social y forma legal definitiva de la empresa de proyecto es determinada por una serie de factores. Primero que nada, el marco jurídico del país donde se realiza el proyecto y, por tanto, la manera en que se fiscaliza la inversión estatal, privada y extranjera. Seguidamente las formas legales pueden ser determinadas por los regímenes fiscales y reglas de inversión extranjera del país huésped del proyecto.
- **Empresas estatales.** El 70% de las grandes empresas de gas y petróleo en el mundo son estatales. En gran parte de los lugares donde se realizan proyectos de industrialización del gas hacen uso del esquema de financiamiento de proyectos para buscar asociaciones con otras estatales y empresas privadas.
- **Expertos tecnológicos.** Los proyectos requieren de un determinado número de expertos en áreas específicas de la industrialización del gas para que los desarrolladores lleven adelante los proyectos.
- **Expertos de mercado.** Son consultores especializados que determinarán si los mercados potenciales para el producto final no sufrirán variaciones de precios que pueden poner en riesgo los flujos financieros del proyecto. En caso de que el proyecto venda a uno o pocos compradores, estimará los

riesgos subyacentes a depender de un monopsonio o de un oligopsonio.

- **Expertos financieros.** Es la parte más delicada, ya que existen muy pocos proyectos en el área del gas realizados únicamente con recursos propios. Existen dos razones muy sencillas: los montos involucrados son importantes, y los socios buscan generalmente diversificar su matriz de riesgos. Ellos elaboran los modelos financieros y estructuran el financiamiento de proyecto con distintas fuentes.
- **Expertos legales.** Los directores jurídicos y abogados internos de las empresas tendrán un rol importante. A ellos se sumarán asesores jurídicos externos de cada uno de los socios del proyecto y finalmente a los asesores jurídicos de los bancos financiadores.
- **Expertos medioambientales.** Son los consultores que analizan los potenciales daños al medio ambiente, al agua, por la ejecución del proyecto y que por lo general sugieren o diseñan mecanismos de mitigación ambiental.

La distribución de los riesgos del proyecto

Es claro que la distribución de la matriz de riesgos de cualquiera de los proyectos de industrialización es un factor clave de su éxito. Es importante porque los montos en juego sobrepasan en general la centena de millones de dólares y en algunos casos superan los miles de millones de dólares.

Los recursos humanos

Durante el quiebre de octubre del 2003 los movimientos sociales de las ciudades de El Alto y La Paz plantearon una agenda muy simple: Asamblea Constituyente, nacionalización de los hidrocarburos, e industrialización de los recursos naturales.

Por tanto, luego de las elecciones del 6 de diciembre de 2009, seguimos inmersos en la llamada Agenda de Octubre que ha significado el inicio de un largo ciclo político y económico de transformaciones en nuestro país. Al ser un tema de largo plazo se convierte en un desafío enorme para la presente generación.

El tema de los recursos humanos en las cadenas de industrialización del gas es fundamental. Normalmente un profesional formado en estas áreas cuenta con cinco a seis años de formación superior y unos cinco a seis años de experiencia en rubros similares.

Es muy importante que las empresas de YPFB realicen programas de pasantías con universidades e institutos técnicos bolivianos.

Para el personal boliviano ya presente en dichas empresas, es importante que tengan formación continua y se inviten a los expertos de países como Argentina, Brasil, Francia, México, Trinidad y Tobago o Qatar.

Finalmente, además del cambio de mentalidad, hay una cuestión de tiempo y eso compromete a una generación entera. Cualquier proyecto que se lance en el quinquenio 2010-2015 tomará entre dos a tres años en ver la luz.

Lo que quiere decir que la creación de complejos petroquímicos integrados como los de Argentina (Bahía Blanca), Brasil (Río Polímeros), Qatar (Ras Laffan), Trinidad Tobago (Point Lisas) y Venezuela (José) no se logrará plenamente hasta el período 2015-2020. De ahí la urgencia de empezar ¡ya!, para preparar el relevo que supondrá “la generación Juancito Pinto”, la que operará y administrará los proyectos del gas natural en Bolivia cuando lleguen a la edad adulta en la década del 2020.

**INDUSTRIALIZACIÓN
DEL GAS VERSUS
EXPORTACIÓN
DEL GAS**

“Las razones que impulsan a los pueblos retrasados a promover aceleradamente su industrialización son: contrarrestar el desequilibrio en los términos del intercambio comercial y crear progresivamente mayor número de empleos”³⁵.

Esta cita corresponde al economista boliviano José Romero Loza, quizás uno de los estudiosos que desde la óptica liberal más ha analizado el fenómeno (en forma de círculo vicioso) de la falta de condiciones para industrializar y el retraso de este importante proceso en Bolivia. Economista con experiencia real en el ramo, ya que dirigió al menos tres sociedades industriales en nuestro país³⁶.

Esta sección tratará de repasar los aspectos positivos de la industrialización del gas primero bajo el contexto actual de proyectos de exportación de gas natural a Argentina y Brasil. De igual manera se tratará de establecer la naturaleza de la relación entre la industrialización del gas natural y la exportación

³⁵ Romero Loza, José. *Bolivia, Nación en Desarrollo*, segunda edición, Enciclopedia boliviana. Editorial Los Amigos del Libro, Bolivia, 1985.

³⁶ La textilera SAID S.A., la Algodonera Boliviana S.A. y la Cámara de Industrias.

de gas como materia prima, la atención a los compromisos internacionales y el abastecimiento del mercado interno.

Los frenos a la industrialización

Son cuatro los principales frenos estructurales a la industrialización identificados por Romero Loza³⁷:

1. **Retraso agrícola:** El lento desarrollo de las áreas rurales impide que el campesino acceda al consumo de productos industriales. Se entiende que se habla de bienes de consumo, pero también de insumos para la propia industria agrícola (fertilizantes, tecnología, tractores, etc.).
2. **Estrechez del mercado interno:** El bajo índice de PIB per capita en relación a los países vecinos, así como la concentración del poder de compra en pocas manos hacen que nuestro mercado interno sea todavía incipiente para algunos rubros.
3. **Falta de infraestructura:** El capital social en Bolivia es todavía escaso y es una deficiencia grave para cualquier proyecto de industrialización, donde los costos de transporte y los fletes son una variable esencial. Romero Loza subraya el suministro eléctrico a gran escala como un punto esencial para la instalación de establecimientos industriales.
4. **Capital e inversión:** Alude a los bajos índices de Formación Bruta de Capital Fija, un mal endémico en el país. No se debe olvidar que el crecimiento de la industria depende de un proceso constante y persistente de inversión. Durante el siglo XX el promedio del coeficiente de inversión en relación al PIB de Bolivia ha fluctuado entre 10% y 13%, lo que explica los bajos índices de crecimiento de la nación en años pasados.

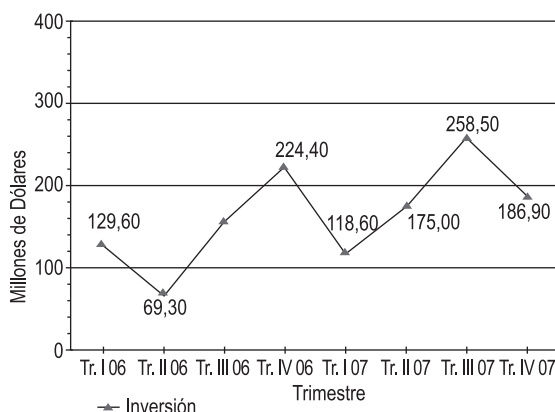
Uno de los sustitutos posibles a la baja tasa de inversión es la llamada Inversión Extranjera Directa (IED). El cuadro siguiente

³⁷ Op. cit.

muestra el volumen global de la IED a largo plazo en los últimos años.

Gráfico 1:

Inversión Extranjera Directa



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

Elaboración: Propia.

Al integrar la IED y la inversión pública, el índice de Formación Bruta de Capital Fijo (FBCF) de Bolivia llegó en 2008 a 17% del PIB. Es un nivel aún insuficiente para apoyar el desarrollo de la cadena del gas y la industrialización. Los índices de los países más industrializados en la región (Argentina, Chile y México), por ejemplo, oscilan entre 22% y 25%; mientras que en China, el índice FBCF se sitúa en niveles de 38% a 40%. Se entiende que el “salto industrial” del gobierno plantea una fuerte inyección de capitales del Estado para cambiar significativamente esta tendencia.

Más adelante, en la sección “*El Problema no resuelto del precio del gas para la industrialización*”, Se verá uno de los principales

factores que ha evitado que Bolivia acceda a los procesos de valor agregado en la cadena del gas natural.

El drama del Pacific LNG

Durante el período 2001-2003 el debate sobre el destino del gas natural se centró sobre si se debía exportar o no el gas por Chile, o por Perú. Una parte de estos intercambios de ideas están concentrados en el compendio “Gas: Debate nacional”³⁸, documento que es bueno releer unos años después.

El Pacific LNG fue, hasta ahora, el proyecto fallido de exportación de recursos naturales de Bolivia más grande de su historia. A través de la puesta en producción completa del yacimiento de Margarita en el chaco boliviano (20 a 30 pozos) debía producir hasta 40 millones de metros cúbicos diarios (dos trenes de GNL), 40.000 barriles de líquidos diarios (gasolina natural, GLP) que debían ser luego transportados vía un gasoducto y un poliducto asociado al puerto chileno de Patillos.

Desde allí se procesaría el gas natural en una planta de licuefacción de gas natural (GNL) para embarcar el hidrocarburo a Baja California en México. El proyecto existió, como existe hoy la planta de Sempra, llamada “Costa Azul”, la que importa el gas desde Indonesia³⁹.

Aunque en el debate parecería que Bolivia tiene el control de la situación y se va a posicionar como el “corazón energético de la región”, una frase extremadamente cínica de Paul Jordan, el Jefe de Proyecto del Pacific LNG por parte de la British Gas, resume muy bien los acontecimientos y es una ilustración

38 Canelas, Guzmán Zaratti, Justiniano, Bedregla, Espinoza, Lora. “*Gas: Debate nacional*”. Ediciones Pulso S.A. Enero 2004.

39 Energía Costa Azul representa una inversión aproximada de 875 millones de dólares y tendrá la capacidad de enviar al mercado hasta mil millones de pies cúbicos de gas natural por día. Cuando se inicie la operación comercial en el año 2008, éste será el primer proyecto de LNG en la costa oeste de América del Norte. www.energicostazaal.com.mx

reciente del comportamiento colonial de algunas empresas en el Tercer Mundo. Hay que recordar que Jordan decía eso a sólo 40 días de la “Guerra del gas”.

“Si ustedes no quieren el proyecto, está bien. Y si la política es más grande que la perspectiva económica del proyecto está bien. Pero no me digan que puedo ir a través del Perú, porque Bolivia no gasta ni un centavo en este proyecto. Ustedes obtienen la ganancia sin gastar ni un solo dólar. La gente que está poniendo el dinero es British Gas (BG), British Petroleum (BP) y Repsol. Y si algo sale mal seremos nosotros quienes tenemos que ir a decirles a nuestros accionistas ‘lo sentimos mucho nos hemos equivocado’⁴⁰.”

En cuanto a la disyuntiva sobre Chile y Perú conviene hacer un par de apuntes, independientemente de los cambios posteriores de gobiernos en ambos vecinos.

Por un lado se sabe que el entonces Cónsul General de Chile en Bolivia, Edmundo Pérez Yoma, vino con la misión expresa de llevar el gas a su país por encargo del presidente Ricardo Lagos, como lo testimonia en su libro Una misión. Bolivia⁴¹.

En el caso de Perú y como lo reprodujo el semanario Pulso en su editorial del 13 de septiembre de 2002, la oferta de un puerto para exportar el GNL no pasó de ser “una simple travesura” para “evitar la postergación o anulación de Camisea (nota del autor: el proyecto LNG) ante el proyecto boliviano”, según consignó el periodista Gustavo Guzmán.

Los periodistas del Semanario Pulso de ese entonces tenían toda la razón del mundo, ya que en este momento se está terminando de construir la planta de GNL de Pampa Melchorita, que

⁴⁰ Op. cit. Entrevista de Gustavo Guzmán a Paul Jordan en Pulso del 29 de agosto 2003.

⁴¹ Pérez Yoma, Edmundo. “Una Misión. Bolivia” - Las trampas de la relación chileno-boliviana. Editorial Grijalbo, Chile 2004.

exportará en breve un tren (unos 14 millones de metros cúbicos al día) a México. Es el propio expresidente Carlos Mesa quien confirma también en su libro: *Presidencia sitiada*, que los gobernantes de Perú nunca tuvieron interés alguno en que Bolivia sacara el gas por un puerto peruano.

Perú avanzó, ya que al menos tres proyectos de industrialización están en desarrollo en Pampa Melchorita, al lado del puerto de licuefacción de gas natural. Sin embargo, el logro principal del vecino fue la construcción del ducto a Lima que ha permitido acceso de gas natural a su industria y, sobre todo, el desarrollo de varias termoeléctricas tanto al sur como al norte de la capital del Rimac, dando la cantidad de energía necesaria, al reciente crecimiento económico del vecino. Mesa afirma lo siguiente:

“...ni Pedro Pablo Kuczinsky (entonces ministro de Economía de Perú) ni el ministro de Energía, Jaime Quijandría, tenían el menor interés en que el acuerdo con Bolivia prosperase. Alargaron hasta la exasperación los tiempos de reunión de los equipos técnicos binacionales, mientras en Bolivia las cosas no estaban mejor...Una vez más, nuestras luchas intestinas contribuyeron a desdibujar el ambicioso proyecto, que no contaba con respaldo en el corazón de los grupos de poder de ambos países”⁴².

Como en un drama shakesperiano se fueron posicionando los actores. El proyecto Pacific LNG fue la gota que derramó el vaso en Bolivia para que se desencadene la caída del sistema neoliberal que regía desde el 29 de agosto de 1985⁴³. Jordan hizo sus declaraciones sobre la exportación a Chile exactamente 18 años después de que el Consejo de Ministros del presidente Víctor Paz Estenssoro promulgara el Decreto Supremo 21060. Cuarenta días más tarde estalló la “guerra del gas”.

⁴² Mesa Gisbert, Carlos. *Presidencia Sitiada, Memorias de mi gobierno*. Editorial Plural, Bolivia 2008.

⁴³ Día de promulgación del Decreto Supremo 21060.

Tal vez el estudio que hizo por encargo del presidente Ricardo Lagos el entonces gerente general de Gas Atacama para industrializar el gas exportado por Bolivia en Chile, es la mejor respuesta que hay a este falso dilema de si conviene exportar o industrializar el gas boliviano cuando obviamente se puede hacer ambos⁴⁴. Lo más triste de todo es que Chile tenía listo su plan para industrializar el gas boliviano en Patillos en cuanto llegase la primera molécula de gas. Probablemente para retomar el proyecto de GNL, haya que mirar hacia el océano Atlántico donde Bolivia ya llega a través de su gasoducto principal, el Bolivia-Brasil.

Mercados para la exportación del gas boliviano

El Cono Sur

Los mercados para la exportación del gas boliviano están determinados por la situación geográfica y enclaustramiento marítimo. Existen alrededor de Bolivia dos mercados grandes (Argentina y Brasil), un mercado mediano de fuerte crecimiento (Chile), dos mercados pequeños con potencial (Paraguay y Uruguay) y un competidor (Perú; ver la sección anterior). Otro país en Latinoamérica que ha manifestado varias veces su intención de negociar con Bolivia es México, pero la llegada a éste mercado de alto crecimiento y potencial depende de una solución GNL sea por el Pacífico o por el Atlántico.

El mercado del gas en el Cono Sur está sufriendo una transformación que hace eco a las tendencias mundiales. En el futuro se va a pasar de un mercado regulado con contratos a largo plazo a través de gasoductos, a un mercado que incluirá contratos en firme compartiendo con las plantas de regasificación de gas natural licuado contratos interrumpibles y la aparición de precios *spot* en la región. Del lado de la oferta las plantas

⁴⁴ Separata Energy Press, Bolivia. Junio 2003.

de regasificación de Bahía Blanca en Argentina, de Quinteros y Mejillones en Chile y las dos que tiene el Brasil (Guanabara y Pecem) han modificado el panorama energético de la zona.

Cuadro 4

Demanda de gas natural en el Cono Sur 2009-2010

MMm ³ día	2009	2015-2020 E
Argentina ⁱ	120 - 140	200 - 230
Bolivia	7	20
Brasil ⁱⁱ	50 - 60	150 - 180
Chile ⁱⁱⁱ	22 ^{iv}	30 - 35
Paraguay	0	5
Uruguay	1 - 2	8 - 10
Totales	200 - 221	413 - 480

Fuente: Plan de Negocios 2010 – 2015 de YPFB, noviembre 2010.

Elaboración y proyección de datos propia.

i Fuente: 1 Secretaría de Energía de la Nación Argentina. <http://energia3.mecon.gov.ar>

ii Fuente: Evolução da Oferta e da Demanda de Gás Natural no Brasil: Cláudia Pimentel T. Prates, Ernesto Costa Pierobon, Ricardo Cunha da Costa e Vinicius Samu de Figueiredo, BNDES, Brasil y Petrobras.

iii Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile. GNL Quinteros: www.gnlchile.cl y GNL Mejillones: www.gnlm.cl

iv De los cuales 15 millones cubiertos por el proyecto GNL de Quintero y 5 a 7 millones de metros cúbicos por el proyecto de Mejillones y/o por los excedentes del gas argentino.

Del lado de la oferta se espera que las reservas de gas del yacimiento del presal en Brasil cambie la estructura de aprovisionamiento de este país, el principal cliente de Bolivia.

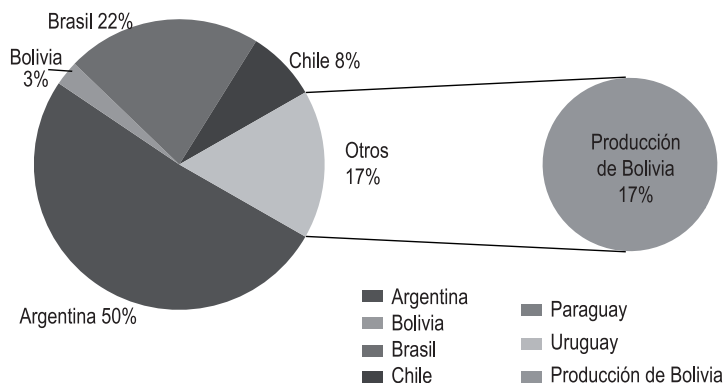
Adicionalmente entraron en funcionamiento las plantas eléctricas Flex, que permiten alternar gas natural y etanol (biocombustibles).

Este cambio tecnológico y todo lo anterior deber llevar a una reflexión sobre si nuestro actual modelo monoexportador de gas, con grandes volúmenes y contratos *take or pay*, es el adecuado.

Con un bemol adicional: las ventas de 2009 demuestran una marcada estacionalidad en los flujos a Argentina y Brasil, que durante la época de lluvias despachan primero a sus centrales hidroeléctricas, ocasión en la que Bolivia despacha hasta dos tercios de los volúmenes de los contratos establecidos (en el caso del Brasil 18 millones de metros cúbicos al día a pesar del *take or pay* de 24 millones de metros cúbicos al día), generando costos económicos al tener que reinyectar o incluso quemar el gas natural.

Gráfico 2

Posición relativa de Bolivia en la demanda consolidada de gas natural en el Cono Sur - 2009



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina, YPF y Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, Agencia Nacional del Petróleo, BNEDES y Petrobras del Brasil, Comisión Nacional de Energía de Chile.

Elaboración: Propia.

Con base a los datos del Cuadro de demanda del gas natural en el Cono Sur se ve que Bolivia aporta actualmente 19% del volumen total, desglosado en 3% consumo del mercado boliviano y 16% del total exportado a Argentina y Brasil. Uruguay y Paraguay no son actores relevantes en este momento.

Todo lo anterior lleva a recomendar el estudio conjunto de los proyectos de la industrialización del gas en Bolivia y en particular a cerrar la brecha entre los planes de negocio de YPFB (focalizados en el *upstream*, aunque incluyendo la industrialización y detallando la industrialización) y los de ENDE (desconectados de YPFB) al ser la generación eléctrica la principal razón de la venta del gas a la Argentina y Brasil (y en los otros mercados también). Tal vez la implementación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos durante el 2010 pueda cerrar esta brecha.

Por ello mismo es altamente recomendable hacer énfasis en la prospección de mercados del sector eléctrico en Bolivia y la región, con especial atención en la venta de electricidad boliviana a estos países (mediante una buena combinación de proyectos hidroeléctricos, térmicos y de energías nuevas).

México

México ha manifestado varias veces de manera oficial su intención de importar gas natural de Bolivia. Por el momento y como una de las consecuencias de la *Guerra del gas* y la imposibilidad real de concretar la exportación boliviana por Ilo, es el proyecto Camisea que ha ganado el mercado mexicano mediante el consorcio Perú LNG. No obstante, el mercado mexicano es muy grande y los últimos estudios de la Comisión Federal de Electricidad y la Secretaría Nacional de Energía dan los siguientes datos:

- El crecimiento de la demanda eléctrica proyectada de México aumentará en promedio 3,6% anual hasta 2024, por lo que se necesitará una capacidad adicional de cerca de 27.300 MW, según un informe de la Secretaría de Energía de México.
- Para satisfacer la demanda, el sector eléctrico operado por el Estado requerirá 37.615 MW de nueva capacidad

instalada, con una inversión estimada de \$us 91.300 millones, de acuerdo con la proyección a 15 años para el sector que realizó la Secretaría.

- Por lo cual el consumo de gas natural durante el mismo lapso se elevaría un 2,8% anual para llegar a 317 millones de metros cúbicos por día (MMm³), cuya mayor parte la utilizarán los sectores de electricidad y petróleo.

Mercados de ultramar⁴⁵

Las importaciones mundiales de gas natural por la tecnología LNG llegaron a 225 MMm³ anuales en 2008. Eso quiere decir que el mercado se duplicó entre el anuncio del proyecto Pacific LNG y la actualidad. De ese total, 88 MMm³ corresponden a Japón, 34 MMm³ a Corea del Sur, 11 MMm³ a Taiwán, 10 MMm³ a India y 3 MMm³ a China. El mercado del Pacífico participa con 60% del mercado mundial de compradores del GNL, cubiertos en un 98% por productores de Asia (Australia, Indonesia y Malasia), del Medio Oriente y de África.

El 40% del mercado está representado por los Estados Unidos y Europa con una tendencia al alza ya, que en este momento existen 10 plantas de regasificación en construcción o a punto de entrar en funcionamiento. España es el tercer importador mundial de GNL, con 24 MMm³ anuales; le siguen Francia, con 13 MMm³ anuales; Turquía, con 6 MMm³ anuales; Bélgica, Italia y el Reino Unido con 3 MMm³ anuales.

Europa es altamente dependiente en su seguridad energética de Rusia (gasoductos), de África y del Medio Oriente. En la última década, Trinidad y Tobago contribuyó a diversificar ligeramente su suministro. Europa, a través de la Comisión Europea de Bruselas, ha manifestado repetidas veces su deseo de contar con otras fuentes de suministro.

45 Todos los datos de esta sección tienen como fuente al estudio de LNG del Energy Charter Treaty, basado en Bruselas.

La tendencia global es a duplicar de nuevo este volumen para el año 2015 en el orden de 400 MMm³ diarios. Sin duda eso va a posibilitar la aparición de un mercado *spot* del GNL complementando los contratos de compra-venta a largo plazo existentes, que representan más de 90% del mercado actual. En el caso específico europeo, las 10 terminales en construcción más otras 39 que están en estudio deberían elevar el consumo europeo de 74 MMm³ diarios hasta 304 MMm³ diarios para fines de la década.

Sólo para tener una idea de lo que representa el mercado europeo, Bolivia exporta al Brasil anualmente 11 MMm³. El incremento del mercado GNL europeo representa 30 veces el contrato actual de compra-venta con Brasil.

Finalmente Norteamérica (Estados Unidos, Canadá y México) son mercados en franco ascenso que consumen actualmente 24 MMm³ anuales. Canadá, país productor, deberá importar 50 MMm³ anuales ya que sus yacimientos están en declinación.

Bolivia tiene llegada física al Atlántico mediante el gasoducto Bolivia-Brasil, y por ende, acceso al mercado de GNL de más alto crecimiento que es el del Atlántico. Es un mercado que debe ser prospectado ahora para intentar llegar a él hacia el 2015 ó 2020. Depende de la aplicación de acuerdos diplomáticos bilaterales entre Bolivia y Brasil que prevén el libre tránsito de productos bolivianos por puertos brasileiros.

Conclusiones: beneficios de la industrialización

A este estado del estudio conviene plantearse la necesidad de un modelo con tres componentes. Mercado interno, industrialización del gas y exportaciones al Cono Sur y/o GNL. En ese orden de preeminencia. Esta sería la ruptura fundamental con el modelo anterior que se heredó del viejo régimen.

En regla general, los beneficios de la industrialización del gas en Bolivia son los siguientes:

- **Rompe el paradigma de monoprodutor de materias primas:** Este ha sido el carácter estructural de las fuerzas productivas de enclave. Crear economías de enclave, mantener una “burguesía compradora”⁴⁶ en vez de tener una burguesía industrial y financiera, y mantener la estructura de dominio y explotación patrimonial del Estado boliviano. La inserción en la división internacional del trabajo, parafraseando a Galeano, ha sido “especializarse en perder, mientras otros se especializan en ganar”.
- **Mejora las condiciones para negociar la exportación de gas:** A mayor diversificación de mercados, mejores condiciones para mejorar los precios de nuevos contratos del gas. Contrariamente a lo que anuncian los “analistas”, la entrada de las seis plantas de regasificación previstas en Sudamérica hará que el precio del gas suba a largo plazo para comenzar a nivelarse con el precio del petróleo que beneficia desde la crisis del petróleo de 1973 de los precios *spot*.
- **Consolida la posición de Bolivia al centro del Cono Sur:** A condición de tener un dominio unificado y cruzado de los planes de inversión de ENDE, EBIH y YPFB donde el componente de uso del gas en electricidad es estratégico. Bolivia puede llegar a finales del 2015 con al menos 1.000 MW en electricidad hidroeléctrica y otros 1.000 MW en termoelectricidad a partir de gas natural. Sumado a exportaciones de gas natural de alrededor de 50 millones de metros cúbicos al día al Cono Sur, Bolivia recupera su rol de centro energético de Sudamérica con una matriz del gas mucho más equilibrada que en el modelo de “exportar o morir”.
- **Diversifica las inversiones en la cadena del gas:** Depender de un solo contrato de exportación del gas a largo plazo sería tan suicida como tener un solo proyecto de industrialización.

⁴⁶ En la definición de Samir Amin.

Bolivia debe tener una cartera de distintos mercados de exportación y de varios proyectos de industrialización.

- **Fortalece el mercado interno:** La llegada de mayor cantidad de gas natural y electricidad a las ciudades permite una mejora de la industria nacional a la vez que eleva el nivel de vida de las bolivianas y bolivianos. Algunos de los proyectos de industrialización como el GTL y la planta de fertilizantes e insumos para la minería permiten asegurar que ciertos sectores de la economía tengan su suministro de insumos asegurado.
- **Creación de empleos:** Durante la construcción y la operación. Dedicamos una sección más adelante detallando el impacto en el empleo y en la creación de nuevos focos de desarrollo en Bolivia.
- **Diversificar la canasta de exportaciones de Bolivia:** Finalmente, al producir valor agregado, la industrialización del gas tanto en volumen de ventas como en productos permite una mayor diversificación de la canasta de exportaciones de Bolivia, comúnmente dividida en tradicionales (materias primas) y no tradicionales (productos agrícolas y productos acabados).

No obstante lo anterior, no debe descartarse la posibilidad de explorar el mercado GNL del Atlántico que es el que más potencial de crecimiento tiene, en virtud de la existencia de un gasoducto de alta capacidad que conecta Bolivia con Brasil y que representó una inversión de casi \$us 2.500 millones entre ambos países, que está en fase de amortización final.

La opción GNL por el gasoducto Bolivia-Brasil es una opción viable a tener en cuenta ante la inminencia del final del contrato de compra-venta entre ambos países en 2019, siendo que Petrobras ya tiene la autorización de su Ministerio de Energía y Minas para exportar excedentes de gas por el sistema GNL.

**MERCADOS
POTENCIALES
PARA LA
INDUSTRIALIZACIÓN**

Los mercados para los productos de la industrialización del gas existen y probablemente siempre han existido desde hace un par de décadas (en particular Argentina, Brasil y Chile). Sin embargo, no se puede comprometer al Estado boliviano en proyectos que no tengan mercado asegurado a corto, mediano y largo plazo. Por otra parte, ningún inversor local o extranjero asociado al Estado entrará en una asociación estratégica de largo plazo en los que se está hablando de mínimo 20 años de trabajo conjunto.

No se puede hablar de mercados sin hablar de competidores. Por lo cual esta sección tratará igualmente de determinar cuáles son nuestros los competidores más cercanos en los diferentes rubros donde Bolivia puede incursionar en la industrialización del gas natural. El primer mercado es el nacional. En ese sentido, la seguridad energética del país debe ser priorizada:

- La dependencia del diésel importado es cada vez mayor. La agricultura de Santa Cruz, la minería y el transporte pesado, los principales consumidores, podrían sufrir escasez y precios elevados –a mediano y largo plazo– si dicha dependencia continúa.

- Además se tiene que soportar un presupuesto de más de 180 millones de dólares anuales en subsidios para importar diésel a precios internacionales.
- El consumo y producción de GLP en el país están en un equilibrio muy precario, con períodos de escasez de alto impacto negativo en la economía popular, con la ironía de que al mismo tiempo se está enviando a Brasil y Argentina junto al gas que se exporta, una cantidad igual a la que se produce para el país, a pesar de tener desde el 2009 una compensación del lado brasileño. Es muy posible que Bolivia comience a importar volúmenes más importantes de GLP, mientras al mismo tiempo siga el contrabando hormiga de garrafas en las fronteras.
- Regiones cercanas a los grandes campos de gas (en el chaco) o la misma ciudad de Tarija, no cuentan con una fuente barata y segura de energía eléctrica. Departamentos con potencial energético (Beni y Pando) no cuentan con acceso a energía.
- En el departamento de Potosí el desarrollo del proyecto minero San Cristóbal estuvo en peligro por falta de inversiones en la red de líneas de transmisión.
- Los proyectos mineros en desarrollo son grandes consumidores de gas y energía eléctrica.
- En el norte del país, los departamentos de Beni y Pando no han sido conectados al Sistema Interconectado Nacional, aunque el SIN ha llegado por lo pronto hasta Trinidad.
- La electrificación rural es otro importante desafío para esta década.

Mercado interno

Paradójicamente, y a pesar de sus reservas de hidrocarburos, Bolivia es dependiente de la importación de diésel. Sin diésel Bolivia podría paralizarse. Bolivia exporta gas natural a la Argentina y el Brasil sin separar todos o el mayor porcentaje de los licuables del gas de exportación, mientras la demanda interna

queda insatisfecha. Persiste el contrabando de las garrafas amarillas de GLP al Perú mientras no se genera mecanismos para que el país aproveche las ventajas de tener al gas natural en el territorio, y el 40% del combustible se sigue usando en automóviles (a precios subvencionados) y no en los hogares.

De igual manera, el departamento de Tarija, donde se encuentran las reservas, no está conectado al Sistema Interconectado Nacional y tiene electricidad muy cara. Beni y Pando tienen uno de los mayores reservorios hidroeléctricos del mundo (Madera-Mamoré⁴⁷) pero, como ocurre en Tarija, la energía es prohibitiva, frenando su desarrollo. De manera que la seguridad energética debe ser enfatizada.

Demanda de diésel

El diésel es un producto estratégico para el sector exportador boliviano (Santa Cruz) y un producto de alta demanda en el Cono Sur, en particular en Chile donde las normas medioambientales para este producto se han puesto al nivel europeo.

Bolivia importa hasta 55% del diésel que consume. En el 2009 el país compró de Venezuela, su principal abastecedor, 35 millones de litros más que el 2008. Las importaciones superaron este año y por primera vez la producción nacional de diésel para abastecer el mercado interno. Las compras de diésel, únicamente desde Venezuela, han cubierto este año entre un 54% y 55% del consumo nacional según Waldir Chávez, director ejecutivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Entre 2008 y 2009 las compras de diésel crecerán en 32.842 metros cúbicos (desde 402 mil metros cúbicos el año pasado a 435 mil metros cúbicos en esta gestión)⁴⁸.

⁴⁷ Proyecto Cachuela Esperanza de 1.000 MW.

⁴⁸ El Nuevo Día, diciembre 29 de 2009.

La mayor dependencia de las importaciones se debe a que la producción de líquidos descendió del récord de 50 mil barriles diarios en el año 2005 a un promedio de 40 mil barriles este año. Esta merma en los líquidos se debe a su vez a la caída en la exportación de gas natural a Brasil y Argentina en un promedio de 5,5 millones de metros cúbicos día.

Esta situación significa mayor erogación de dinero y mayor dependencia energética del exterior (léase Venezuela y ahora Chile y Perú para el GLP). El presupuesto 2010 prevé un incremento en el subsidio al diésel de 188,7 a 284,3 millones de dólares.

Mercado sudamericano

Junto a las potencias emergentes, en la región Brasil toma cada día más el rol de potencia regional con proyección mundial. Hace 15 años que este país lleva adelante una política activa para asegurar en lo posible su autosuficiencia en energía y petróleo.

Brasil es, actualmente, el principal cliente. A pesar de los descubrimientos del presal, la seguridad energética de Brasil tiene en el gas boliviano una variable importante, como reconoció en enero de 2010 el propio presidente brasileño Lula da Silva. Por la proximidad geográfica y la existencia de un gasoducto integrado binacional de más de 10.000 kilómetros que conecta a la red del vecino país.

Para Bolivia, Brasil permanece como país número uno en términos de potencial de crecimiento en la venta de gas natural, electricidad, fertilizantes y plásticos. Según la revista *The Economist*, para fines de 2019, Brasil será la quinta potencia mundial.

Por su parte la Argentina, cliente histórico, enfrenta un crecimiento económico importante y tiene cada vez mayor

demanda energética insatisfecha (cortes de suministro de gas argentino para la exportación a Chile y Uruguay). La firma de la adenda para la exportación por el gasoducto Juana Azurduy de Padilla reabre un potencial de mercado importante y la posibilidad de utilizar la red de ductos a construirse para llegar a Uruguay.

Incluso con el advenimiento de las plantas de regasificación, los países vecinos como Brasil, Argentina y Chile, en el presente, a mediano y a largo plazo, necesitan, directa o indirectamente (mediante energía eléctrica generada en Bolivia) el gas natural boliviano, para la estabilidad y desarrollo de sus economías. Bolivia seguirá teniendo un impacto directo en su seguridad nacional.

Mercado mundial

Las grandes tendencias del mercado mundial son las siguientes:

1. La demanda mundial de productos energéticos, especialmente de petróleo (para producir principalmente diésel y gasolina), está en continuo crecimiento, mientras que la oferta y las reservas mundiales tienden a declinar en un mediano plazo.
2. Esto es más crítico en los principales centros consumidores de energía: Estados Unidos, Europa y Asia. Como consecuencia de lo anterior, a mediano y largo plazo se prevén aumentos significativos de los precios del diésel y de la gasolina en el mundo.
3. La demanda de gas natural está creciendo de manera exponencial a nivel mundial (combustible eficiente, limpio, pero con reservas altamente concentradas en un grupo de 25 países que incluye a Bolivia).
4. Las fricciones globales para asegurarse el acceso al petróleo y al gas natural se intensificarán a mediano y largo plazo.

El ingreso de China e India –tan dependientes de estos combustibles fósiles como las principales potencias industriales– ha ocasionado que la competencia por asegurar fuentes de combustibles sea un fenómeno auténticamente global.

5. Brasil es una de las potencias BRIC⁴⁹, ha ingresado como país productor de gas y petróleo a gran escala. Sin embargo, los descubrimientos del presal no son suficientes para asegurar el aumento de la demanda mundial de hidrocarburos a largo plazo.
6. La tendencia natural de los precios de los hidrocarburos a largo plazo será al alza, incluso con los descubrimientos de gas no-convencional en los Estados Unidos.

La constante subida de los precios o la falta de energía pueden causar estragos en la economía global. A medida que el petróleo y el gas se vayan haciendo “más escasos”, todas las demás actividades económicas se verán afectadas.

Se están dejando atrás los días de la energía barata (incluido el gas natural) y no resulta realista esperar la clase de crecimiento económico experimentado durante el siglo XX, sin el control decidido sobre el sector energético e hidrocarburífero.

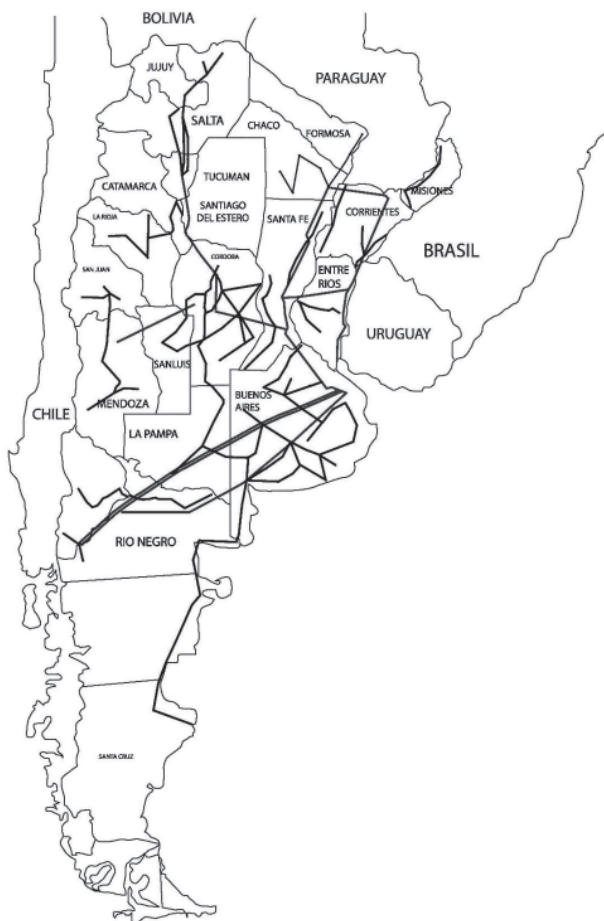
⁴⁹ Brasil, Rusia, India y China.

Mercado sudamericano de electricidad (Cono Sur)

Argentina

Gráfico 3

Mapa de la red eléctrica argentina



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina.

El total de demanda de la Argentina es de 19.500 MW con una tasa de crecimiento de 5% a 7,5% por año.

Una central de ciclo combinado localizada en Tarija de 340 MW cubre seis meses de crecimiento de la demanda de la Argentina.

El tema a solucionar es la construcción de líneas de transmisión desde Bolivia a la red principal de Argentina, lo cual necesitaría de una inversión adicional.

Este escenario parece alejarse al proveer Bolivia el gas necesario para generar electricidad en territorio argentino bajo la nueva adenda al contrato.

Brasil

Gráfico 4

Mapa de la red eléctrica brasileña (Sistema Interligado Central)



Fuente: Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) del Brasil.

Se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Los acuerdos entre Bolivia y Brasil preveían, junto a la construcción del actual gasoducto, la instalación de al menos 2.000 MW de generación eléctrica en ciclo combinado en territorio nacional.
 - La demanda de Brasil gira en torno a 90.000 MW y crece a tasas de 6% a 7,5% por año.
 - Cada año Brasil debe insertar a su sistema entre 3.000 MW y 3.500 MW de capacidad instalada (tres veces la capacidad instalada de Bolivia).
 - Un ciclo combinado de 350 MW instalado en Bolivia cubre apenas un mes y medio del crecimiento de demanda del Brasil.
 - A fines del 2005 el grupo brasileño EBX del empresario Eyke Batista desarrollaba en Corumbá una termoeléctrica de 46 MW en Corumbá (Mato Grosso do Sul), del otro lado de la frontera boliviana, a través de su filial eléctrica MPX.
 - Actualmente MPX opera 900 MW en Brasil. El proyecto de Corumbá fue paralizado por falta de gas.
 - Adicionalmente existe un gasoducto de 2,5 millones de metros cúbicos al día que conecta el gasoducto de GTB a la ciudad de Cuiabá donde existe una planta de ciclo combinado de 480 MW.
 - Ambos, el pequeño gasoducto y la planta, son de propiedad de Ashmore Energy International.
- En el caso de concretarse la firma de un contrato de compra-venta de electricidad y para conectarse al Brasil, la central boliviana debe operar en la frecuencia del Brasil (60 ciclos) y conectarse al SIN (ver el acápite “Gas a acero y electricidad: El Mutún”). El ONS⁵⁰ de Brasil prevé la construcción de

⁵⁰ Operador Nacional do Sistema Elétrico. Fuente: www.ons.org.br

una línea de capacidad mediana (250 kv) para conectar la zona de Corumbá al SIN.

- Esto abre la posibilidad de que a partir del 2012-2013 se exporte electricidad boliviana a ese país desde Puerto Suárez. Adicionalmente, en la ciudad de Cuiabá (Mato Grosso) existe una termoeléctrica de 480 MW (UTE Mario Covas⁵¹) que actualmente no opera.
- Una posibilidad adicional de venta de valor agregado para Bolivia es la operación de esta central de ciclo combinado conjuntamente con Petrobras.
- Esta central precisaría de 2,2 millones de metros cúbicos diarios, un volumen de gas accesible dentro de las actuales fluctuaciones entre la demanda argentina y brasilera, entre el consumo de invierno y el de verano.

Finalmente recordar que el total actual de la demanda de Brasil gira alrededor de 90.000 MW, o sea que representa 90 veces la demanda de Bolivia, 5 veces la de Argentina ó 45 veces la de Norte de Chile, con una tasa de crecimiento de 6% anual, que son los otros mercados del Cono Sur con potencial real para el país.

Norte de Chile

El total de demanda de aproximadamente 2.100 MW del Sistema Integrado del Norte Grande (SING), fronterizo con los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí, está en crecimiento permanente entre 5% y 7,5% por año.

⁵¹ Detenida a 100% por la Ashmore Energy. Fuente: www.acienergy.com

Gráfico 5

Mapa de la red eléctrica del SING

Sistema interconectado
del Norte Grande

REFERENCIAS

Lineas k-V

500

345

220

154

110

66

■ Centrales
Hidroeléctricas

▲ Centrales
Termoeléctricas

● Nudo

● Subestación



Fuente: Centro de Despacho de Carga del SING, Chile.

El análisis de la demanda del SING arroja los siguientes resultados: el 79% de la clientela es industrial/minera. Una central de ciclo combinado localizada en Tarija, de 340 MW, cubriría dos años de crecimiento de la demanda del SING. La posible central geotérmica de Laguna Colorada, en Potosí, tiene posición privilegiada dada su proximidad al SING, pero la generación a gas natural es el mejor respaldo térmico que existe. El SING se encuentra separado del SIC, el Sistema Integrado Central chileno y depende de las centrales térmicas (97% de la oferta) instaladas mayormente en la costa del Pacífico. Este sistema aislado es un mercado natural para la energía eléctrica boliviana, pero que actualmente y desde el Referéndum de julio de 2004, se encuentra vetada la exportación de gas natural a esta zona, que antes de 1879 pertenecía a Bolivia (Atacama) y a

Perú (Arica). El tema comercial de esta exportación de energía (sólo gas natural o gas natural combinado con electricidad) ha sido reflatado en los años recientes, sin embargo, como siempre, queda pendiente de la resolución del tema diplomático.

El punto focal de la demanda es justamente la zona minera de Atacama y de las antiguas ciudades bolivianas de Calama y Antofagasta que tienen la mayor reserva de cobre del mundo en producción, esencialmente a través de las dos minas más grandes del mundo: Chuquicamata, de la estatal Codelco, y La Escondida, de las transnacionales BHP Billiton y Mitsubishi. La demanda eléctrica proviene esencialmente de estos grupos y adicionalmente del Grupo Luksic que posee el Ferrocarril Antofagasta a Bolivia⁵² y del grupo Soquimich (SQM) que explota el salitre (nitratos) y las reservas de litio del salar de Atacama. SQM es la heredera de la razón social de la Compañía de Salitres de Antofagasta, la empresa privada chilena que provocó la invasión a los territorios costeros bolivianos de Atacama, en 1879.

Los datos anteriores son una parte de los antecedentes históricos que dificultan cualquier negocio energético de gran escala con el actual norte minero chileno⁵³. El tema de exportar gas y/o electricidad a Chile es de alta sensibilidad política en Bolivia, aunque en años recientes se ha dado la paradoja de que Bolivia compra a este país gasolina y GLP para la demanda interna, y obviamente surge la siguiente pregunta: Si ya compramos productos energéticos a Chile, ¿por qué no los vendemos?

⁵² La actual concesionaria de las aguas bolivianas del Silala.

⁵³ No obstante lo anterior, la empresa Gas Atacama volvió a lanzar a Bolivia un globo de ensayo para hacer negocios con el Estado boliviano el 18 de febrero de 2010.

**HACIA UNA POLÍTICA
DE FINANCIAMIENTO
DE LA
INDUSTRIALIZACIÓN
DEL GAS**

La política de financiamiento para la industrialización del gas es otro elemento crucial para lograrla. Durante el primer quinquenio del gobierno del presidente Evo Morales se ha dado un paso interesante que permite liberar una parte de los recursos adicionales que ha logrado la nacionalización de la cadena hidrocarburífera, al elevar las reservas del Banco Central de Bolivia (BCB) de \$us 1.798,4 millones en 2005 a un monto cercano a \$us 9.000 millones para fines de 2009⁵⁴.

Esta medida ha consistido en la suscripción de un crédito blando del BCB por un monto de \$us 1.000 millones con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos⁵⁵, el mismo que prevé un monto sustancial para aporte a los proyectos de industrialización mencionados.

Este monto debe ser confrontado a los \$us 11.500 millones presupuestados por YPFB para la gestión 2010-2015. Por lo cual, a pesar de la generación interna de recursos, las empresas

54 \$us 8.767 millones durante la semana del 11 de diciembre 2009. Fuente: www.bcb.gov.bo

55 Un monto similar ha sido aprobado por el BCB para ENDE y otros proyectos de valor agregado. ENDE tiene un plan de inversiones de alrededor de \$us 1.000 millones.

que forman YPFB y quizás en el futuro la recientemente creada EBIH, tendrán que recurrir a financiamiento externo y sobre todo al aporte de capital de socios estratégicos.

La siguiente sección hablará sobre el tema del financiamiento sobre la base de la legislación existente, los proyectos en curso, las asignaciones 2010-2011 del Presupuesto General del Estado y la existencia del crédito del BCB. Se analizarán los pros y los contras de las posibles alternativas de crédito que se estructurarán, sobre la base de financiamiento de proyectos. Si estos esquemas de endeudamiento no fueran suficientes existe la posibilidad de buscar financiamiento bajo estructuras de garantías soberanas o garantías de los socios (públicos o privados) del proyecto.

Bolivia dejó de ser un país HIPC

Uno de los mayores logros del último gobierno ha sido el aumento de los ingresos fiscales a través de la nacionalización del gas (de mayo de 2006). Una política fiscal prudente, como señala la revista norteamericana *Newsweek*, ha permitido al país logros económicos impensables: *“Morales ha sido un modelo de austeridad fiscal; ha creado reservas enormes; ha hecho acertadas inversiones en infraestructura, electricidad y microfinanzas; ha diversificado el comercio para depender menos de EE.UU. Así, mientras Venezuela sufre apagones, escasez de agua e inflación de dos dígitos, Bolivia crece con mayor rapidez que en cualquier momento de sus últimas tres décadas. Y eso sí es radical”*⁵⁶.

Bolivia logró en estos cuatro años salir definitivamente de la categoría HIPC⁵⁷, la que si por un lado, permitía perdonos sustanciales de la deuda externa, de la que el país fue

⁵⁶ Newsweek Magazine, edición del 15 de diciembre de 2009.

⁵⁷ Países en Vías de Desarrollo Altamente Endeudados. Se reconoce un grupo de 41 países beneficiarios de los Estados del grupo G8 a través de la iniciativa-HIPC (HIPC-Initiative, por sus siglas en inglés *Heavily Indebted Poor Countries*), con alta deuda pública y principalmente situados en África, Asia y Latinoamérica.

beneficiario; por el otro, limitaba fuertemente su capacidad de endeudamiento soberano y de sus empresas públicas en los mercados internacionales. Este es un punto a tomar en cuenta ya que es altamente posible que para los proyectos más complejos se requiera como garantía o como colateral al soberano boliviano (Tesoro General de la Nación) en el futuro.

De ese modo, durante todo el final del ciclo neoliberal, las opciones de financiamiento internacionales de proyectos de Bolivia se vieron reducidas a:

- Créditos multilaterales como el BID, la CAF y el IFC. Este último dependiente del Banco Mundial.
- Créditos bancarios de multinacionales que participan en la cadena del gas.
- Financiamiento de proyecto en condiciones onerosas para el país y sólo en excepciones.

La Bolsa de Valores de Bolivia proveyó una válvula de escape en algunos casos con emisiones de bonos para las empresas capitalizadas del sector (Andina y Transredes). Sin embargo, si alguna institución estatal tocaba las puertas para obtener financiamiento para proyectos específicos, claramente la situación se ponía cuesta arriba.

Un punto adicional. Como consecuencia del carácter HIPC del Estado boliviano, las Agencias de Crédito a la Exportación (ECA por sus siglas en inglés), tradicionalmente una de las mayores fuentes de financiamiento internacional para bienes de equipo industriales, en su mayoría permanecieron cerradas, hasta la fecha. La situación puede cambiar favorablemente siendo que las autoridades competentes presenten los indicadores actuales de la economía boliviana a estas agencias.

Asignaciones del PGE a YPFB y ENDE

El Presupuesto General del Estado (PGE) 2010 asigna los siguientes montos de capital de inversión tanto a YPFB como a ENDE.

Dentro del programa de inversiones, el PGE ha asignado los siguientes montos en bolivianos a YPFB a través del Viceministerio de Presupuesto y de Contabilidad Fiscal del ministerio de Economía y Finanzas.

Cabe resaltar que es la primera vez en la historia que el programa de proyectos de la industrialización del gas está presupuestado oficialmente en Bolivia.

Cuadro 5

Asignación del PGE a los proyectos ligados a la industrialización (Bs y \$us)

Proyecto	Monto en Bs	Monto en \$us*
Planta de separación de líquidos de Río Grande de 6 MMm ³	350.000.000	49.645.390
Planta de separación de líquidos de Río Grande de 30 MMm ³ de Gran Chaco	490.000.000	69.503.546
Planta de GTL	91.000.000	12.907.801
Planta de amoníaco y urea	420.000.000	59.574.468
TOTAL	Bs 1.351.000.000	\$us 191.631.206

Fuente: Ministerio de Hacienda. PGE 2010

Elaboración: Propia.

* TC: 1\$us= Bs 7,05 (Fuente BCB)

El PGE asigna un total de \$us 191 millones a los proyectos ligados a la industrialización, representando el 50% del presupuesto de inversión 2010 de YPFB.

El crédito del Banco Central de Bolivia a YPFB por \$us 1.000 millones.

El Presupuesto General de la Nación 2009, con fuerza de Ley, autoriza en su Artículo 46 al Banco Central de Bolivia a “otorgar un crédito extraordinario hasta el equivalente de \$us 1.000.000.000.- (Un mil millones 00/100 dólares estadounidenses), a favor de YPFB en condiciones concesionales, con el objeto exclusivo de financiar proyectos de inversión en el sector de hidrocarburos, en el marco de la seguridad energética”.

- En el cuadro siguiente se verá que en el plan de YPFB, \$us 301,5 millones han sido previstos para proyectos de industrialización en valor agregado, llegando a **30,15% del total del crédito.**
- Este monto está consagrado a dos proyectos: la planta de amoníaco y urea de Bulo Bulo, por \$us 288,5 millones (28,8% del total del proyecto), y \$us 13 millones para la planta de GTL (2% del total del proyecto).
- Adicionalmente se observa un monto de \$us 192 millones para procesos industriales relacionados con la cadena del gas y el petróleo. Primero \$us 150 millones de dólares para una planta de separación de gas natural en Madrejones y \$us 42 millones previstas para una nueva posible refinería de petróleo.

El cuadro siguiente ilustra el uso programado que daría YPFB al crédito BCB.

Cuadro 6
Proyectos financiados con el crédito del BCB
En MM \$us

AREA	PROYECTO	2009	2010	2011	TOTAL
EXPLORACION	YPFB				
	Itaguazurenda	-	47,0		47,0
EXPLOTACION	Producción y Desarrollo	90,6	209,4		300,0
TRANSPORTE	YPFB Transporte S.A.				
	Expansión GAA Cochabamba-La Paz	-	16,0		16,0
	Expansión GVT3 (64MMpcd)	-	16,1		16,1
	Expansión Gas Norte (650 MMpcd - 18,3MMmcd)	0,6	-		0,6
	GNEA GAS (Gasoducto Juana Azurduy, 650MMpcd - 18,3MMmcd)	23,6	10,9		34,5
	Expansión Líquidos Sur Asociado (MBPD)	-	24,6		24,6
	YPFB Logística S.A.				
	Poliducto CBBA-Montero	-	20,6		20,6
	Ampliación de capacidad PVT	-	0,6		0,6
	Implementación SCADA 1era fase	-	1,8		1,8
	Conclusión poliducto OCOLP II - PTA	-	9,6		9,6
ALMACENAJE	YPFB Logística S.A.				
	Incremento capacidad YPFB Logística S.A.	-	19,7		19,7
	Planta de almacenaje Montero	-	4,4		4,4
	Ampliación de GLP en Guayaramerín	-	0,4		0,4
	Ampliación de Plantas Bermejo, Villazón y Cobija	-	0,8		0,8
	Ampliación de Plantas Pocitos	-	0,7		0,7
	YPFB aviación S.A.				
	Incremento capacidad almacenaje	0,8	5,7		6,5
	Refuellers	2,5	-		2,5
	Mejoras en instalaciones	0,1	-		0,1
REFINACION	YPFB Refinación S.A.				
	Ref. Guillermo Elbert Bell	-	1,0		1,0
	Ref. Gualberto Villaroel	-	1,0		1,0
	Nueva refinería	-	40,0		40,0
PLANTA DE SEPARACION	Planta Madrejones	-	50,0	100,0	150,0
INDUSTRIA-LIZACION	Amoniaco-Urea Carrasco	-	288,5		288,5
	GTL	-	13,0		13,0
TOTALES		118,20	781,80	100,00	1.000,0

Fuente : Plan de Negocios de YPFB Corporación, noviembre 2009

- Sumando ambos montos se llega a \$us 480,5 millones que son destinados a procesos industriales de la cadena de hidrocarburos (obtención de gasolina, diésel, GLP y etano) e industrialización del gas natural mediante proceso de petroquímica (planta de amoníaco y urea para fertilizantes y planta de gas a líquidos para obtención de combustibles sintéticos de alta calidad).

Las condiciones de este crédito del BCB son obviamente imbatibles si se las mide en los estándares internacionales con un plazo de repago de veinte años y una tasa de interés del uno por ciento anual, pagadera semestralmente.

Fuentes locales de financiamiento: La Bolsa Boliviana de Valores

La Bolsa Boliviana de Valores realizó hace poco (enero de 2010) una colocación de bonos a largo plazo para un proyecto industrial de alcohol en Santa Cruz⁵⁸ por un monto cercano a \$us 100 millones. Esta alternativa consiste en los Bonos de Proyecto o Bonos Corporativos Estructurados. En el pasado reciente, empresas como YPFB Transportes S.A., Andina S.A. o Hidroeléctrica Boliviana S.A. han hecho uso de esta alternativa de financiamiento.

Actualmente la Bolsa Boliviana de Valores dispone de gran liquidez y ha manifestado su interés en financiar proyectos en el área de energía en Bolivia.

- Esta alternativa se refiere a colocaciones privadas en la Bolsa Boliviana de Valores.
- La ventaja consiste en poder acceder a montos de financiamiento del orden de \$us 70 a \$us 100 millones de dólares con tasa fija y con plazos de repago de siete a diez años.

⁵⁸ www.bbv.com.bo

- Tiene una desventaja frente a la estructura bancaria que puede situarse en el nivel de precios, ya que los inversores piden un “premium” en relación a financiamientos clásicos.
- Adicionalmente, los costos de cierre financiero suelen ser más elevados ya que pueden requerir incluso la presencia de una calificadora de riesgo.
- Finalmente una desventaja adicional se refiere a los costos negativos de portaje (*negative carry costs*) ya que se hace un único desembolso (frente a los desembolsos por hitos de construcción en créditos ECAs y Project Finance).

Fuentes locales de financiamiento: La banca privada

La Autoridad del Sistema de Supervisión Financiera, ASFI, ha indicado que dispone de una cartera de \$us 2.000 millones para financiar iniciativas y proyectos en Bolivia⁵⁹. La razón es que hasta el 31 de diciembre de 2009 los depósitos fueron de \$us 6.932 millones y hasta enero de la presente gestión sobrepasaron los \$us 7.000 millones.

Al respecto, la ASFI destacó la cartera de créditos, pues mantiene una tasa de crecimiento por encima del ritmo de la economía. En 2009 experimentó una tasa de crecimiento del 12%.

Un punto interesante es que durante el periodo del 2010, los proyectos pueden contar con tasas de interés relativamente bajas, del orden del 5%.

Agencias de Crédito a la Exportación

Generalmente y dado el fuerte componente de bienes de equipos importados en el caso de un proyecto hidroeléctrico, se debe dar cabida en la construcción del financiamiento a las

⁵⁹ Fuente: El Deber, 14 de febrero de 2010.

ECA o Agencias de Crédito a la Exportación, en cuyo caso se puede obtener hasta 85% de la parte importada del monto total del proyecto.

Si se obtienen, se puede conseguir beneficios adicionales como son la estabilización de la tasa CIRR⁶⁰ en esquemas de amortización a la francesa. (Permite fijar los Ratios de Servicio de la Deuda (LLCR⁶¹ y DSCR⁶²) desde el inicio. Los costos de las primas de seguro son conocidos de antemano (de 5 a 8% por los plazos más largos), lo cual permite tener una proyección de que el costo anualizado de la parte ECA puede situarse alrededor de 300 puntos base (pbs), o dicho de otro modo: 3% del costo del crédito excluyendo la tasa base de interés (generalmente la tasa Libor).

Financiamiento bancario de proyectos

En la hipótesis de una resolución favorable por parte de las ECA, los bancos deberán proveer un financiamiento de alrededor de 85% del costo total de los bienes de equipo de países desarrollados, incluyendo los costos legales y de cierre financiero. De lo contrario el crédito del proyecto se elevaría a la totalidad del monto del financiamiento. En la hipótesis favorable de tener las ECA como apoyo del proyecto, es posible que los costos *all-in* anualizados puedan mantenerse en un rango entre los 300 puntos básicos (pbs) y 400 pbs por año, dependiendo de los plazos.

La hipótesis de margen *all-in* que proveemos puede ser un buen punto de partida para estimar a la vez un proyecto

⁶⁰ Tasa CIRR: Tasa fija garantizada de los países de la OCDE.

⁶¹ *Life Low Coverage Ratio*: Ratio de cobertura de la vida promedio del crédito medido del frente a la capacidad de generación de la caja del proyecto o de la empresa, usualmente usado a financiamiento de proyecto.

⁶² *Debt Service Coverage Ratio*: Ratio de cobertura de las amortización del crédito medido frente a la capacidad de generación de caja del proyecto o de la empresa, usualmente utilizado en financiamiento de proyectos.

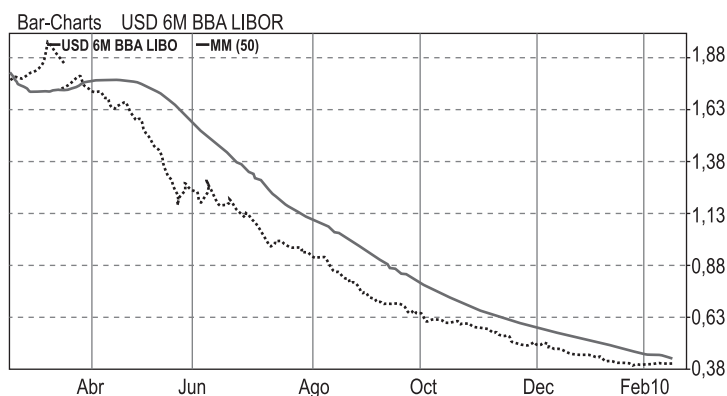
con o sin menor participación de las ECA. El margen crecerá proporcionalmente al nivel de riesgo que los bancos deseen compartir con los socios del emprendimiento y la estructura del proyecto.

Costos financieros y tasas de interés

Como vimos anteriormente, el costo de las tasas de interés en el mercado local están en un nivel históricamente bajo. Los costos financieros representan una parte importante de los costos fijos de los proyectos cuando éstos recurren al apalancamiento. Es por ello que es importante el análisis de la situación actual de las tasas de interés.

Gráfico 6:

Tasa Libor en \$us a seis meses 2009 - 2010



Fuente: www.boursorama.com

La tasa Libor a seis meses, la más utilizada a nivel internacional para financiar proyectos, se encuentra en un bajo histórico de 0,38%, un nivel nunca visto (a la fecha de redacción de este libro). Es un momento ideal para licitar los financiamientos internacionales de los proyectos de industrialización.

Multilaterales: CAF, BID e IFC⁶³

Siempre basándose en los esquemas de financiamiento de proyectos, es posible recurrir a otro tipo de esquemas.

- Una primera alternativa obvia es la participación de la estructura de organizaciones multilaterales como la Corporación Andina de Fomento (CAF), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el International Finance Corporation del Banco Mundial (IFC). La CAF y el BID, en particular, han estado presentes en la mayor parte de los financiamientos de proyectos en Bolivia, en particular en el sector energía (YPFB Transportes S.A. Planta Joint Venture de Río Grande y Transierra S.A.), así como en el sector minero (San Cristóbal).
- La ventaja inicial que traen es que pueden atraer a otro universo de prestamistas que por regulaciones de riesgos no pueden acceder a países de cierto nivel de riesgo.
- La segunda ventaja es que disponen de portafolios de crédito más flexibles en caso de crisis y ciclos financieros desfavorables.
- Los costos de este tipo de financiamiento fluctúan entre 300 pbs y 375 pbs sobre la tasa de interés base, dependiendo de los plazos.

Ejemplos de financiamiento de grandes proyectos

Una referencia obligada de financiamiento de proyectos del gas en Bolivia es el gasoducto Bolivia-Brasil. El cuadro siguiente demuestra las fuentes de financiamiento que se utilizaron a finales de los años noventa para lograr cerrar el mayor proyecto gasífero en la región.

⁶³ Financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) posible si es que los contratistas civiles son de origen brasileño.

Cuadro 7:**Financiamiento del gasoducto Bolivia-Brasil (en millones de \$us)
1997 -2001**

Organismos financiadores	Monto del financiamiento
Capital de los socios	384
Petrobras	165
GTB y TGB	219
Financiamiento externo	1.770
IFC – Banco Mundial	126
Banco Internacional para la Reconstrucción y Desarrollo	310
Banco Interamericano de Desarrollo	240
Corporación Andina de Fomento	80
BNDES y FINAME* de Brasil	668
Banco Europeo de Inversiones	60
Agencia de Crédito a la Exportación	286
TOTAL	2.154

Fuente: Gas Transboliviano S.A. (GTB); Banco Mundial.

Elaboración: Propia.

* FINAME: es la línea de crédito del BNDES para la compra de bienes de equipo en Brasil.

- Este financiamiento fue complejo como todos los proyectos de gran magnitud. El gasoducto costó alrededor de \$us 2.000 millones de los cuales \$us 450 millones correspondieron al lado boliviano y \$us 1.600 al lado brasileño.
- Se destaca la presencia del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) que otorgó un tercio del financiamiento local en vista de que se trataba de un proyecto estratégico para Brasil y provee, además, la liquidez

necesaria para acompañar a los contratistas de este país que impulsaron el proyecto.

- En la década siguiente hubo que adicionar un gasoducto desde el chaco boliviano a Río Grande, que costó \$us 500 millones y que fue construido mediante un financiamiento de proyectos de la empresa Transierra, que contrató al IFC para que lidere un sindicato de bancos internacionales.
- Se puede ver que la ingeniería financiera del gasoducto Bolivia-Brasil incluyó una combinación de fuentes de financiamiento internacional, que son las que habitualmente otorgan los plazos necesarios y los costos financieros competitivos para financiar proyectos.

Este tipo de cartera de financiamiento es bastante usual en proyectos a largo plazo. Se la debe tener en cuenta cuando se entre a la fase delicada de la ingeniería del financiamiento de proyecto de industrialización. Si se incluye el posterior desarrollo del gasoducto Transierra, el costo total del gasoducto Bolivia-Brasil superó los \$us 2.600 millones, siendo actualmente la columna vertebral de las exportaciones bolivianas.

Conclusiones

Los puntos favorables para Bolivia en obtener financiamiento se resumen así:

- Riesgo país: Calificación “B2” de Moody’s y “B” de Fitch ratings, dada la mayor claridad política. La nota de riesgo país de grado de inversión (“Baa3” en el rango de la misma calificadora, la que define países desarrollados o de alta solvencia como Brasil o Chile en la región) se encuentra todavía cuatro escalones más arriba.
- Existencia de mercados regionales para el gas y productos industrializados en el Cono Sur.
- Búsqueda de retorno financiero para el Estado y los inversionistas.

- Tasas de interés en niveles históricamente bajos (Libor).
- Buen momento para cotizar los contratos de ingeniería, procura y construcción (2008 fue un mercado de vendedores; 2009-2010 mercado de compradores).
- Pre existencia del crédito de \$us 1.000 millones del BCB que da respaldo financiero a los proyectos.
- Opciones tradicionales emisiones de bonos locales (Andina, Transredes, Hidroeléctrica Boliviana).
- Apertura de los financiamientos de la banca privada nacional.
- Financiamientos estructurados posibles con la apertura de las Agencias de Crédito a la Exportación.

CARTERA INDICATIVA DE PROYECTOS

Presentar una cartera indicativa de proyectos de industrialización no es un ejercicio fácil. La cadena del gas para la industrialización es extremadamente amplia y generalmente se lleva a cabo en complejos portuarios. En el caso de Bolivia, país que paga todavía los enormes costos de la invasión de 1879 a sus puertos marítimos, se debe ser extremadamente selectivo. Los complejos industriales de gas más grandes como Ras Laffan, Point Lisas, José y Bahía Blanca son puertos marítimos o están muy cerca de ellos. Más cerca de Bolivia, Perú instalará una gran parte de sus plantas petroquímicas en Pampa Melchorita, la planta de GNL al sur de Lima, sobre la costa peruana.

Anteriormente se mencionaba a Almaraz en los años sesenta y un proyecto de petroquímica. Se trató en 1964 de un encargo de YPFB a la empresa Kellogg para un estudio de factibilidad técnica para una planta de fertilizantes y explosivos (cadena amoniaco-urea-nitrato de amonio). En 1976 otro encargo de YPFB se realizó a la Universal Oil Products (UOP), otra firma de renombre internacional. Esta vez, se trataba de remontar en la cadena de estireno y poliestireno.

No se debe olvidar además que durante todos los años de negociaciones entre Bolivia y Brasil siempre se habló de dos

cosas: primero, de la instalación de plantas de ciclo combinado para generar parte de la electricidad en Bolivia, y segundo, del diseño de una planta petroquímica de la cadena etano-polietileno usando los gases ricos de la cadena del gasoducto a Sao Paulo. Este último proyecto debe recaer bajo la responsabilidad de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos.

Hasta ahora Bolivia ha pensado su estrategia de hidrocarburos dentro de lo que los especialistas del gas llaman “el gas alejado o lejano” (*stranded gas*), lo que pone al país en una situación muy particular, en la que bajo cualquier escenario, el tema del transporte del gas (asegurado hoy por YPFB Transporte S.A., GTB S.A. y por Transierra S.A.), se convierte en una variable estratégica. Sin embargo, al haber una red de grandes gasoductos existentes y en diseño, la lógica del gas alejado, en el caso de Bolivia, cambia ya que es posible pensar en optimizar el uso del mismo en base a esta red de ductos.

Dicho lo anterior, en esta sección se dará una perspectiva de una Cartera Indicativa de Proyectos 2010-2020 en la que detallará los siguientes aspectos:

- Tipo de plantas industriales
- Localización
- Socios potenciales para EBIH, ENDE y/o YPFB
- Tecnologías disponibles
- Cartera de productos
- Monto aproximado de inversiones
- Costo de la materia prima
- Necesidad de subsidios y/o ajustes a las leyes

Proyectos realizados o en ejecución

El gobierno encaró durante el pasado quinquenio dos proyectos de valor agregado de gas natural. Se hará un breve

repasso de los mismos con el fin de evaluar los planes, acciones y proyectos gubernamentales de industrialización, el estado de las inversiones ejecutadas, el estado de avance y las potenciales fuerzas, oportunidades, debilidades y amenazas de los estudios de prefactibilidad en curso.

Planta de separación de líquidos y la planta de polietileno⁶⁴

El primero es un proceso industrial de la cadena del gas para separar los licuables valiosos de la corriente del gas que sale a Argentina y a Brasil. Sin ser propiamente un proyecto de industrialización (no existe valor agregado propiamente dicho, sólo se separan elementos químicos), permite aumentar los retornos para el país y el Estado sobre las exportaciones de gas natural.

La planta separadora de líquidos es esencial para el proyecto petroquímico de etileno y polietileno para la fabricación de plásticos. Idealmente ambos proyectos deberían estar concentrados físicamente en el mismo lugar. Obsérvese brevemente como funciona el Proyecto Mega en la Argentina que tiene este propósito.

En diciembre de 2000 la petrolera española Repsol-YPF inauguró el proyecto argentino de separación y procesamiento de gas natural Mega, de \$us 470 millones, que comprende el procesamiento de gas proveniente de la cuenca de Neuquén y su transporte a través de un gasoducto de 600 kilómetros a las instalaciones de separación en Bahía Blanca en la provincia de Buenos Aires. Los componentes de la corriente del gas natural que se separarán son etano, butano, propano y gasolina natural. Los socios del proyecto son Repsol-YPF (con 38%), la brasileña Petrobras (34%) y la estadounidense Dow Chemical (28%)⁶⁵.

De la inversión total, \$us 217 millones se asignaron a una planta cercana al campo de gas de Loma de la Lata, \$us 84 millo-

⁶⁴ Existen tres tipos de procedimientos para realizar esta separación: El de absorción, el de refrigeración y el de criogenización, siendo este último el más eficiente aunque es un poco más costoso que las opciones anteriores.

⁶⁵ BN Américas.

nes al gasoducto, \$us 138 millones a la planta de procesamiento de Bahía Blanca y \$us 31 millones para la construcción de una instalación de almacenaje. La planta trata o separa 36 millones de metros cúbicos de gas por día. El propano, butano y gasolina natural que se produzca en la planta, se exportan a Brasil y entre 500 mil y 540 mil toneladas anuales de etano se venden a Petroquímica Bahía Blanca⁶⁶, controlada por Dow Chemical y Repsol-YPF. Los costos de este proyecto son bajos, comparativamente a los del presente al haber lanzado el proyecto en un periodo favorable de precios de materias primas, acero y contratos IPC de hace 10 años. Los costos serían distintos hoy en día.

En el caso de Bolivia, el proyecto ha tenido un retraso de aproximadamente un año y medio debido al incidente de corrupción en el contrato Catler Uniservice con YPFB. La planta inicialmente se configuró para tratar un volumen aproximado de 15 millones de metros cúbicos al día de gas natural, permitiendo al Estado, por intermedio de YPFB, recuperar las corrientes de etano, butano y propano.

Como es de conocimiento público, Bolivia exporta una parte sustancial de su gas natural en forma “rica” desde la entrada en vigor del GSA y luego desde la restitución de las exportaciones de gas natural a Argentina.

Bajo la nueva administración de YPFB el proyecto debe retomarse el año 2011 con una primera planta y el 2013 con una segunda planta. Por el momento se ha firmado con Brasil un acuerdo en el que Petrobras reconoce a YPFB anualmente una suma entre \$us 100 y \$us 180 millones anuales de los gases ricos.

Fuera de la compensación económica, importante por sí misma, la construcción de una o dos plantas de separación de líquidos permitirá que Bolivia cuente con mayor cantidad de propano y butano (para el GLP) y sobre todo etano. El etano permitiría

⁶⁶ www.tradepoint.org/index.php?id=1031&L=3

reabrir en Bolivia la posibilidad de tener una planta petroquímica de polietileno, la que tendría un costo que oscila entre \$us 800 y \$us1.000 millones (proyecto no contemplado en detalle en el actual Plan de Negocios de YPFB, pero nuevamente anunciado por el embajador de Brasil en Bolivia en enero de 2010).

Termoeléctrica de Entre Ríos

El segundo es un proceso de transformación de las moléculas del gas metano en electrones. Se trata de la planta termoeléctrica de Entre Ríos en el Chapare, de 100 MW de capacidad de generación.

El 10 de agosto de 2007, el presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Rafael Chávez Frías y el presidente de la República de Bolivia, Juan Evo Morales Ayma, suscribieron el Memorando de Entendimiento para el Desarrollo de Proyectos en materia de electricidad y la “...*creación e implementación de una sociedad de economía mixta entre la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) de la República de Bolivia y la Empresa PDVSA BOLIVIA S.A. filial de PDVSA de la República Bolivariana de Venezuela...*” Sobre la base del acuerdo mencionado se instrumentó la constitución de la Empresa Mixta ENDE Andina S.A.M., cuyo objeto es “...*realizar actividades de generación, interconexión, comercialización, transmisión asociada a la generación...*”

En diciembre de 2007 se suscribió el acta de fundación de la empresa, procediéndose inmediatamente a la inscripción en los registros de escrituras públicas, en Cochabamba. Frente a la mayor demanda nacional de energía eléctrica y en la visión del logro de una mayor eficiencia energética en el uso de los recursos naturales, en este caso de gas natural, además de un menor impacto ambiental, la Empresa Mixta ENDE Andina S.A.M. viene encarando la implementación del proyecto Central Termoeléctrica Entre Ríos, permitiendo incrementar la capacidad de generación en 100 MW⁶⁷.

⁶⁷ Fuente: ENDE.

Cuadro 8

Resumen Ejecutivo del Proyecto Central Termoeléctrica Entre Ríos

Proyecto: PLANTA TERMOELECTRICA DE ENTRE RIOS	Descripción y Características
Tipo de plantas industriales	Planta termoeléctrica de ciclo abierto
Capacidad de Producción	100 megavatios
Localización	Entre Rios, Carrasco, Departamento de Cochabamba
Socios potenciales para EBIH, ENDE y/o YPFB	Actualmente ENDE tiene 60% de participación accionaria frente a 40% de PDVSA a través de la sociedad de proposito específico ENDE ANDINA S.A.M.
Consumo de Gas Natural - Reservas Requeridas	0,8MMm3 día - 0,2 TCFs de gas a veinte años
Fuente de Gas Natural	Disponible a partir de campos existentes
Tecnologías Utilizadas para las turbinas	Siemens SGT 700 (4 unidades)
Contratistas bolivianos	Consorcio Entre Rios, Servipetrol
Cartera de productos	Venta de electricidad al SIN
Monto aproximado de inversiones	100MM \$us
Costo de la materia prima	Alrededor de 2,5 \$us por MMBTU.
Necesidad de subsidios y/o ajustes a las leyes	El precio de equilibrio del gas parece ser el punto fundamental para el desarrollo del proyecto.
Estado de avance del Proyecto	El proyecto se entrega en 2010. De bajo perfil es el primer proyecto de industrialización del gas el primer periodo del presidente Evo Morales que llega a buen puerto.
Comentarios y recomendaciones	La tecnología Siemens es standard y mundialmente conocida para este proyecto de talla mediana. Se notó que en el Plan de Negocios de ENDE esta desconectado del de YPFB. Es un punto a mejorar ya que la matriz energética boliviana depende históricamente a 40% de su capacidad de respaldo térmico. En esta región operan las centrales Carrasco de propiedad de la empresa Valle Hermoso S.A., y Buló Buló de la Compañía Eléctrica Central Buló Buló S.A., ambas con dos unidades de generación similares y capacidades de potencia de 126 MW y 101 MW., respectivamente.

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015); ENDE.

Elaboración: Propia.

El cuadro anterior demuestra las principales características del primer proyecto exitoso de transformación de gas natural que lleva a cabo el gobierno del presidente Evo Morales.

- De perfil relativamente bajo (excepto por la cobertura brindada por medios especializados como Energy Press y la prensa de Cochabamba), la termoeléctrica de Entre Ríos constituye un buen referente en términos de inversión, plazos y objetivos de inversión para proyectos de industrialización.
- Se enmarca además en el marco del proyecto geopolítico del Alianza Bolivariana por los Pueblos de Nuestra América (ALBA). El proyecto ganó en enero 2010 el premio “Proyecto del año” que otorga anualmente la publicación Reporte Energía⁶⁸.
- La planta de Entre Ríos cuenta con turbinas de la empresa alemana Siemens y debe entrar en funcionamiento el 2010, aumentando 100 MW de capacidad al SIN y mejorando su margen de reserva.
- Beneficia de un precio del gas extremadamente favorable de \$us 1,5 por MMBTU, que es un tema controversial ya que condiciona las inversiones de otros proyectos con costos fijos más elevados.

Es un modelo en términos de asociaciones estratégicas, montos de inversión y de tipos de tecnología de lo que puede significar un desarrollo ambicioso de la industrialización del gas por intermedio de los electrones. En particular como respaldo de la demanda interna (40% generado por hidroelectricidad) y para exportar electricidad al Cono Sur.

Proyectos en fase de estudio - Fase 1 de la industrialización

Existen varios proyectos en fase de estudio. El siguiente cuadro muestra la cartera de proyectos 2010-2015 presentada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Para fines prácticos se ha denominado los proyectos existentes en el Plan de Negocios de YPFB.

⁶⁸ www.reporteenergia.com

Cuadro 9
Cartera de proyectos de YPFB, 2010-2015
Proyectos de YPFB Corporación Financiados con el Crédito de \$us 1.000 millones del BCB
En millones de \$us

	PETROCASAS(1)	UREA-AMONIACO	GTL	MUTUN (2)
Ubicación	Caracollo-Oruro	Bulo Bulo-Cochabamba	Chaco	Mutún-Santa Cruz
Descripción	Producción de 23 casas por día de Policloruro de Vinilo (PVC)	Producción de 600 mil TMA de amoniaco y 726 mil TMA de Urea.	Producción de 12,750BPD de diésel y 2,250BPD de Nafra. Se exportaría un porcentaje de la producción	Segunda fase del proyecto, producción de pellets, hierro esponja y acero por reducción directa. Se requiere una termoeléctrica de 400MW.
Sociedad	YPFB (3) - PEQUIVEN	YPFB (3) - PEQUIVEN	Por determinarse	Empresa Siderúrgica del Mutún.
Consumo de gas	0,1MMmcd para generación eléctrica	2 MMmcd	4,5MMmcd	Desde 2,7MMmcd hasta 8MMmcd
Erapa del proyecto	Microlocalización.	Microlocalización, hidrología y prefactibilidad económica.	En desarrollo.	Fase de exploración y concentrados.
Tiempo de ejecución	1 año	4 años	4 años	2 años
Inicio de operaciones	2011	Primer trimestre 2013	2015	2011
Inversión (en millones de \$us)	70	1000	500	2100
Consideraciones importantes	Definir precio de gas natural, precio de importación de PVC y Financiamiento	Definir precio del Gas Natural. Tema de logística de equipos y venta de productos en discusión.	Localización de la planta por definir. Precio del gas y financiamiento son temas críticos.	Proyecto en fase de redefinición.

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015). Resumen Ejecutivo, Bolivia, octubre 2009; ENDE.

Elaboración: Propia.

(1) Y (2) Estos proyectos son incorporados por la demanda de gas natural que requiere para su desarrollo.

(3) O EBIH

Antes de pasar al análisis individual de cada uno de estos proyectos se rescate, por un lado, el hecho de que YPFB, probablemente por primera vez en su historia, destaca en un Plan de Negocios oficial que su “prioridad es la industrialización” de la siguiente manera:

“El salto cualitativo hacia la agregación de valor mediante la industrialización se logrará con la ejecución de tres proyectos en el período 2010-2015: Petrocasas, planta de urea y amoniaco, planta de GTL, dirigidos fundamentalmente a satisfacer el abastecimiento del mercado interno y la generación de excedentes de exportación”⁶⁹. Por lo tanto, concentra su atención en tres proyectos directamente relacionados con la cadena del gas:

- Petrocasas con base al policloruro de vinilo o PVC.
- Un complejo de fertilizantes con base a plantas de amoniaco y urea.
- Una planta de transformación de gas a líquidos, que permite tener producción propia de diésel ecológico.

“Asimismo, está contemplado el requerimiento de gas natural para el desarrollo del Proyecto Siderúrgico del Mutún que ingresaría en una fase de producción anticipada a partir del 2011.”⁷⁰ Adicionalmente incluye dentro de su cartera, aunque no es de su total competencia, el proyecto Mutún llevado adelante por la Empresa Siderúrgica Mutún (ESM) donde el socio desarrollador es la empresa india Jindal Steel and Power Co. Un punto muy importante que se encuentra en el Plan de Negocios de YPFB, pero no en el cuadro del Plan de Industrialización, es el siguiente:

“El Plan de Inversiones 2009-2015 de YPFB Corporación tiene contemplado la construcción de dos plantas de separación de

⁶⁹ Op. cit. YPFB.

⁷⁰ Op. cit. YPFB.

líquidos que, conforme a poder calorífico de los hidrocarburos y la posibilidad de procesamiento en función de los compromisos de exportación, permitirán satisfacer la demanda interna de GLP y posteriormente exportar este producto a mercados potenciales”.

Se debe resaltar que durante la gestión 2009 YPFB apuntó claramente a acabar con la exportación de gases ricos en las corrientes que van a Argentina y Brasil. Reconoce que el GLP es un producto de seguridad energética interna y que a la vez, una vez satisfecha la demanda boliviana, se pueden exportar los excedentes. Como sabemos, uno de los principales problemas de contrabando que tiene Bolivia es la salida vía “comercio hormiga” de las garrafas de licuados a los países vecinos, en particular al Perú, donde las diferencias de precios entre el GLP subvencionado en el país y el GLP a precios internacionales en el vecino generan pingües ganancias a grupos de la economía subterránea.

Otra forma de generar excedentes de GLP consiste en aumentar la demanda local por medio de conexiones domiciliarias de gas natural. Este será otro gran desafío para Bolivia en la década 2010-2020. Concluye el informe de YPFB con el siguiente párrafo, que permite pasar a revisar de manera más detallada cada uno de los proyectos, en particular los dos citados a continuación en el Plan de Negocios: *“La industrialización del gas natural será encarada en dos grandes proyectos, en primer lugar la instalación de una planta de GTL, para producción de diésel, que procesará en el sur del país 4,5 MMmcd de gas natural a partir del año 2015 con una inversión de 500 millones de dólares; en segundo lugar la planta de urea-amoniaco que se construirá en la localidad de Carrasco del Trópico de Cochabamba, que demandará un consumo de 2 MMmcd de gas natural y una inversión de 1.000 millones de dólares para la producción de 600 mil t anuales de amoniaco y 720 mil t anuales de urea”⁷¹.*

⁷¹ Op. cit. YPFB.

Planta de amoniaco y urea de Bulu Bulu

Cuadro 10

Resumen Ejecutivo del Proyecto Bulu Bulu de amoniaco y urea

Proyecto: PLANTA DE AMONIACO y UREA	Descripción y Características
Tipo de plantas industriales	Planta de Amoniaco y Fertilizantes
Localización	Bulu Bulu, Carrasco Departamento de Cochabamba
Socios potenciales para EBIH, ENDE y/o YPFB	Actualmente YPFB tiene 60% de participación accionaria frente a 40% de Pequiven
Consumo de Gas Natural - Reservas Requeridas	2 MMm ³ día - 0,6 TCFs de gas a veinte años
Fuente de Gas Natural	Disponible a partir del Plan de Producción Acelerada de YPFB
Tecnologías Disponibles para el amoniaco	Kellog Brownn & Root, Haldor Topsoe, Linde, Lurgi, Uhde
Tecnologías Disponibles para la urea	Toyo Engineering, Snamprogetti, y Starmicarbon
Cartera de productos	Amoniaco, Urea. La urea es componente del fertilizante 15-15-15
Monto aproximado de inversiones	1,000 MMUSD.
Costo de la materia prima	El Estudio de Factibilidad ha determinado un precio de equilibrio para el proyecto de alrededor de 2,5 \$us por MMBTU
Necesidad de subsidios y/o ajustes a las leyes	El precio de equilibrio del gas parece ser el punto fundamental para el desarrollo del proyecto
Estado de avance del Proyecto	La fase de factibilidad ha sido practicamente concluida. Falta el estudio de ingeniería financiera para el Financiamiento de Proyectos
Comentarios y recomendaciones	Las tecnologías para ambos procesos son manejadas por un reducido grupo de licenciantes. Cabe subrayar que en el caso del amoniaco la tecnología Kellog Brownn es mencionada en sus trabajos por Sergio Almaraz. El proyecto original contemplaba la extensión a una planta de nitrato de amonio, insumo para la industria minera. La recomendación es contemplar la planta de nitrato de amonio para cerrar esta cadena del gas (amoniaco-urea-nitrato de amonio) y mejorar los indicadores financieros del Proyecto

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015)

Elaboración: Propia.

El cuadro anterior resume las características principales del proyecto de la planta de amoníaco y urea de Bulu Bulu, ubicado en la provincia Carrasco del departamento de Cochabamba. El mismo provoca los siguientes comentarios:

- Cabe recalcar que la zona Bulu Bulu y Entre Ríos ofrece ya las características de un polo de desarrollo en la zona al contar con tres plantas de generación eléctrica a gas natural.
- De acuerdo al conocimiento del grupo de desarrolladores⁷², el proyecto tiene como punto de quiebre la definición del precio del gas para industrialización, una vez superado el tema de la asignación de las reservas (de aproximadamente 0,6 TCF para 20 años, el que no es un volumen tan importante).
- Consecuentemente y como todos los proyectos de este tipo deberá insertar en su estructura jurídica un Contrato de provisión de gas natural a largo plazo.
- El precio del gas y su fórmula de fijación de precios será esencial para articular todo el resto del edificio de contratos del proyecto.
- La logística y su impacto en los gastos operativos será clave. La ubicación de la planta en Bulu Bulu es ciertamente un punto fundamental por razones de importación de los equipos y preexistencia de reservas de gas en la zona, además de la proximidad a los gasoductos y la existencia de tres proyectos termoeléctricos. Pero no lo es tanto, el hecho de tener un proyecto esencialmente destinado de manera primaria a la exportación al complejo sojero de Argentina, Brasil y Paraguay en pleno centro de Bolivia y de manera secundaria a buscar el mercado de fertilizantes en el área andina y la cuenca del Pacífico.
- Los costos de transporte, principalmente en años de precios bajos como el fue el primer trimestre 2009, será un tema clave. Probablemente la lógica de tener un punto equidistante entre la cuenca del Pacífico, la cuenca del Plata y la cuenca Atlántica primaron a la hora de escoger Bulu Bulu.

⁷² Entrevista del autor al grupo de desarrolladores.

- Pero este punto debe ser clarificado antes de dar la luz verde a una inversión de \$us 1.000 millones.
- En cuanto a la competencia, los proyectos que ingresaron en funcionamiento antes de los años 2006-2009 se benefician de precios del gas a largo plazo más bajos que los actualmente en vigor en el Cono Sur, donde el precio de referencia para Bolivia es obviamente el GSA con Brasil.

Mientras tanto, el proyecto ha avanzado con un estudio pre-financiado por el socio Pequiven a cuenta de su aporte de capital. Las macro y micro localizaciones han sido determinadas, los estudios de mercado presentan un grado de avance significativo, los licenciantes y potenciales contratistas han sido contactados.

Queda por lanzar el estudio de ingeniería financiera, que en el caso de un proyecto de un costo estimado de \$us 1.000 millones será determinante para avanzar en el proyecto. Se debe recordar que el aporte de capital del Estado boliviano a través de YPFB estaría asegurado según el Cuadro 7: Proyectos financiados con el crédito BCB con un aporte de capital de \$us 288,5 millones (28,85% del total del proyecto), por lo tanto quedaría un saldo superior de \$us 700 millones a financiar entre aporte de capital de los socios y financiamientos adicionales.

Finalmente, como recomendación, nos llama la atención que el módulo de producción de nitrato de amonio no esté contemplado todavía. Usualmente este tipo de complejos petroquímicos llega hasta el nitrato de amonio, en particular para proveer de explosivos al sector minero (Bolivia es un país minero).

Adicionalmente se recomienda verificar nuevamente las proyecciones de mercado de urea y amoniaco para no tener exceso de capacidades en la eventualidad de un nuevo shock de los precios como el de fines del 2008 y principios del 2009,

y, tomar en cuenta la posición del proyecto en relación a sus mercados-meta.

Gas to liquids (GTL)

El proceso GTL es uno de los que más tinta ha hecho correr en Bolivia, especialmente de parte de los críticos adversos a la industrialización del gas en Bolivia que han llegado al extremo de decir que dicho proceso “no existe”, incluso en foros serios y especializados como el FIGAS, realizado en noviembre de 2009 en Tarija⁷³. Llama la atención este tipo de comentarios cuando se sabe que Petrobras está analizando la tecnología GTL como opción para monetizar sus reservas de gas del Presal para mediados de la presente década.

En abril de 2009, el presidente Evo Morales asistió a la Cumbre de Países Árabes y Sudamericanos (ASPA). Donde se pudo comprobar el éxito de la política de hidrocarburos de Qatar, ver el poderío del complejo gas-industrial de Ras Laffan.

Existen cuatro ejemplos exitosos de desarrollo del GTL a nivel mundial:

1. El primero es el de la estatal sudafricana Sasol⁷⁴.
2. El segundo es la planta Bintulu GTL de Shell en Indonesia de 15.000 Bep/día.
3. El tercero es el proyecto Oryx GTL⁷⁵ de 34.000 Bep/día entre la estatal de Qatar, la Qatar Petroleum y la Sasol, el que costó \$us 1.000 millones entre 2003 y 2005 dando un precio de inversión por barril de \$us 29.411, una variable importante para evaluar la viabilidad del proyecto
4. El cuarto es el proyecto Pearl GTL de 200.000 Bep/día entre la Qatar Petroleum y la Shell.⁷⁶

⁷³ www.forodelgas.com

⁷⁴ www.sasol.com/sasol.../GTL_brochure12_6_1150180264478.pdf

⁷⁵ www.oryxgtl.com.qa

⁷⁶ www.shell.com/qatar/

Cuadro 11

Resumen Ejecutivo del Proyecto Gas a líquidos (GTL)

Proyecto: PLANTA GAS A LIQUIDOS (GTL)	Descripción y Características
Tipo de plantas industriales	Planta de Transformacion de gas natural a diésel, nafta y jet fuel
Capacidad de Producción	15,000 barriles por día
Localización	Chaco Boliviano, departamento de Tarija
Socios potenciales para EBIH, ENDE y/o YPFB	YPFB socio mayoritario. Socio del Estado por definir
Consumo de Gas Natural - Reservas Requeridas	4MMm ³ día - 1,2 TCFs de gas a veinte años
Fuente de Gas Natural	Disponible a partir del Plan de Producción Acelerada de YPFB
Tecnologías Disponibles	Procesos Shell, Exxon, Sasol, Rentech
Constructores y contratistas	Technip, Linde, Air Liquide, MAN Ferrostal
Cartera de productos	Diésel, nafta y jet fuel. 30% en principio para la exportación a precios internacionales
Monto aproximado de inversiones	500-600MMUSD+
Costo de la materia prima	El Estudio de Factibilidad ha determinado un precio de equilibrio para el proyecto de alrededor de 3 \$us por MMBTU.
Necesidad de subsidios y/o ajustes a las leyes	El precio de equilibrio del gas parece ser el punto fundamental para el desarrollo del proyecto. El subsidio nacional al diésel y a la gasolina es otro punto a ser estudiado.
Estado de avance del Proyecto	El proyecto está en fase de prefactibilidad. Dos sitios potenciales han sido identificados en el Chaco boliviano.
Comentarios y recomendaciones	<p>Las tecnologías derivadas del proceso Fischer Tropsch son manejadas por un puñado de operadores. Sasol de Sudafrica y Shell son los desarrolladores más exitosos en esta tecnología. Licenciantes como Rentech han tenido éxito en plantas experimentales de menor tamaño a la que se está planificando.</p> <p>El proyecto debe superar un doble handicap: por un lado depender de precios del gas que le permitan el equilibrio financiero. Por el otro tener que encontrar un mecanismo que substituya el precio de venta subsidiado de lo liquidos en Bolivia (mientras que de todas maneras se compra el diésel y la gasolina a precios de mercado internacional).</p>

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015), Exxon, Rentech, Sasol y Shell.

Elaboración: Propia.

Cabe destacar que la tecnología disponible actualmente hace posible emprendimientos posibles como el Pearl GTL, que tienen ya el tamaño de una refinería grande de petróleo. El siguiente cuadro describe las principales particularidades del proyecto de transformación de gas a líquidos en el chaco boliviano, el que tendría como objetivo principal cerrar las importaciones de diésel que se destina esencialmente al complejo agroindustrial de Santa Cruz. Originalmente el balance que se prevé es de 70% para el mercado local y 30% para la exportación. Cabe destacar que el producto acabado, el diésel ecológico y los *subproductos* que son la nafta y la gasolina de aviación (jet fuel) producidos por este tipo de plantas, tienen alta demanda internacional por la calidad de refinación y los pocos contaminantes que generan en relación a los líquidos de refinerías tradicionales.

Mucha especulación ha generado la posibilidad de instalar una planta de GTL en Bolivia para producir diésel de síntesis de alta calidad. Una opción en algún momento fue la posibilidad de instalar (a mediados de la década del 2000) una planta de segunda mano de metanol, que por razones medioambientales no era posible tener en Inglaterra y adaptarla para producir unos 1.500 barriles diarios de diésel ecológico.

Por otra parte, la firma boliviana GTL Bolivia, llegó en algún momento a disponer de un estudio de factibilidad realizado por la firma de ingeniería Jacobs, una de las más prestigiosas del mundo.

Otros intentos serios fueron llevados a cabo por la empresa Chaco, que previo a la nacionalización realizó un estudio basado en la tecnología Fischer Tropsch⁷⁷ de la British Petroleum. Finalmente, en algún momento Repsol estudió la alternativa de

⁷⁷ El proceso Fischer-Tropsch es un proceso químico para la producción de hidrocarburos líquidos (gasolina, kerosene, gasoil y lubricantes) a partir de gas de síntesis (CO y H₂). Fue inventado por los alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch en los años 1920.

una mega planta de 90.000 barriles por día en el chaco boliviano usando la tecnología Exxon a través del licenciante Syntroleum.

En algún momento también aparecieron desarrolladores “convertidos”, es decir oportunistas que sin tener conocimiento real del sector empezaron a firmar convenios y memorandos de entendimientos con YPFB sobre hipotéticos planes de plantas GTL. Obviamente este tipo de actores generaron confusión en el sector y otorgaron argumentos a los analistas que se oponen a la industrialización del gas en Bolivia para desacreditar la tecnología GTL. Otros países gasíferos como Irán, Egipto y Trinidad Tobago tienen estudios de factibilidad de plantas GTL en algún grado de avance. Pero por el momento queda claro que es el Estado de Qatar en el golfo arabo-pérsico el que ha tomado la decisión estratégica de convertirse en la “Capital del mundo del GTL”, llevando a cabo esta importante iniciativa con bastante éxito financiero y atrayendo montos multimillonarios de inversión extranjera y financiamiento a través de la estatal Qatar Petroleum. Recientemente Petrobras ha iniciado estudios preliminares para convertir en líquidos el gas de las reservas del presal.

Bolivia todavía está a tiempo de convertirse en la “Capital de GTL de las Américas”.

Petrocasas

El Estado Plurinacional de Bolivia a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y/o mediante la EBIH, empresa del Estado boliviano, y la República Bolivariana de Venezuela, a través de Petroquímica del ALBA (PEQUIALBA), han acordado diseñar, construir y operar conjuntamente una planta de industrialización de cloruro de polivinilo (PVC) que producirá una cantidad aproximada de 6.000 kits “petrocasa” por año con el fin de paliar el déficit de vivienda en Bolivia y apuntalar la creación de al menos cinco complejos industriales en el territorio boliviano.

El proyecto planea fabricar además una serie de productos de construcción tales como techos, puertas, ventanas, cañerías en PVC con el fin de proporcionar una solución integral al tema de la vivienda en Bolivia. Se trata actualmente del primer proyecto de industrialización de la cadena del gas natural en Bolivia a gran escala y en su primera fase tendrá un costo aproximado de \$us 80 millones. El proyecto tiene alta prioridad política dentro del proceso del ALBA.

Localización del proyecto

- El proyecto estará localizado en la localidad de Caracollo, provincia Cercado del departamento de Oruro, en Bolivia.
- El terreno potencial tiene una superficie de 10 hectáreas y debe ser donado por la Prefectura del Departamento a YPFB. y/o otra empresa del Estado boliviano.
- El PVC se adquirirá de la empresa Braskem de Brasil.
- La planta de PVC en Uyuni estará localizada cercana al salar de Uyuni en un futuro próximo, una vez que se concluya el estudio de factibilidad de este proyecto.
- Caracollo se encuentra en el cruce de las carreteras La Paz-Oruro, Potosí-Tarija y del Corredor Bioceánico Brasil-Bolivia-Chile y Perú. Asimismo, se encuentra en la red ferroviaria andina de Bolivia.
- El municipio de Caracollo tiene una población de aproximadamente 5.000 personas y posee un Índice de Desarrollo Humano (IDH) de Naciones Unidas de 0,558 frente al del departamento de Oruro de 0,645 y al promedio nacional de 0,667⁷⁸.
- El proyecto tendrá un alto impacto social para desarrollar la zona de Caracollo y tendrá efecto en las comunidades circundantes y en la propia ciudad de Oruro, cercana a sólo 40 kilómetros de Caracollo.

⁷⁸ Naciones Unidas, Estudio del PNUD, *Informe Nacional sobre el Desarrollo Humano*, La Paz, Bolivia 2007.

La tecnología Petrocasa

El proceso de utilizar el PVC como un encofrado perdido fue desarrollado inicialmente en Canadá. En Venezuela se rediseñó el sistema para adecuarlo a las necesidades específicas ambientales de los países de América Latina. En la producción del sistema se utilizan tecnologías austríacas, alemanas e italianas. El proceso actual permite construir casas y/o edificios habitacionales de hasta cinco pisos de altura mediante el ensamblaje modular del PVC.

El ahorro en horas/hombre, condiciones de seguridad para los obreros y en dinero por el fácil ensamblaje es bastante significativo, por lo que este proyecto de industrialización y construcción de viviendas sociales sería recomendable para países como Bolivia, que tiene un déficit habitacional elevado.

Gas a acero y electricidad: El Mutún

Como el gasoducto Bolivia-Brasil, el proyecto de minería y de industrialización del Mutún es uno de los más grandes anhelos de Bolivia. En mayo de 2007 se firmó el acuerdo por 40 años entre el Estado boliviano y la transnacional hindú Jindal Steel & Power (JSPL), una empresa del grupo OP Jindal cuya facturación anual total supera los \$us 8.000 millones en los rubros del carbón, la energía y el acero⁷⁹.

Jindal fue seleccionada al final de un largo y controvertido proceso de licitación internacional, en la que resultó adjudicataria un sistema de *joint venture* (riesgo compartido) a cambio de un compromiso de inversión de \$us 2,3 mil millones. El proyecto minero-siderúrgico del Mutún contempla la producción de 1,7 millones de toneladas anuales de aceros planos, de 6 millones de toneladas anuales de hierro esponja y de 10 millones de toneladas de *pellets* de mineral de hierro.

⁷⁹ www.jindalsteelpower.com

A plena capacidad a mediados de la década del 2010, el Mutún habrá generado un polo de desarrollo en la zona comprendida entre Puerto Suárez-Puerto Quijarro y Puerto Busch habilitando un puerto soberano en la hidrovía para la salida de productos bolivianos por el Atlántico. El proyecto contempla la construcción de una planta termoeléctrica de 450 MW en ciclo combinado, generando excedentes para exportar (ver la anterior sección: Brasil en el capítulo Mercado sudamericano de electricidad, Cono Sur) y prevé el *ramp-up* de consumo de gas natural siguiente: 2014 de 1MMm3d, luego 2015=3MMm3d y 2016=5,5/8MMm3d.

Otros proyectos posibles - Fase 2 de la industrialización

Otros proyectos (algunos mencionados en el Plan de Negocios de YPFB, otros no) incluyen los del cuadro siguiente. Se detalla la inversión aproximada en millones de dólares y la ubicación tentativa.

Básicamente, fuera de dos proyectos específicos relacionados con el gasoducto Bolivia-Brasil, a saber la termoeléctrica del Pantanal (anteriormente San Marcos) y la planta de etileno-polietileno en la frontera con el Brasil, asumimos una expansión de los proyectos GTL, de la concesión de la segunda mitad del yacimiento de hierro del Mutún, la expansión de un núcleo industrial en Uyuni con una planta de policloruro de vinilo adosada al proyecto de carbonato de litio y potasio de la Comibol.

Cuadro 12

Otros proyectos de la industrialización del gas (Fase 2)

Proyecto	Localización	Objeto	Inversión requerida (en millones de dólares)
Termoeléctrica Pantanal ⁱ	Puerto Suárez, departamento de Santa Cruz	Exportar electricidad al Brasil, alimentar eventualmente el Proyecto Mutún	\$us 400
Salar de Uyuni ⁱⁱ	Uyuni Grande, departamento de Potosí	Proyecto de fabricación de policloruro de vinilo	\$us 200
Complejo Petroquímico Etileno Polietileno ⁱⁱⁱ	Puerto Suárez y/o chaco boliviano, departamentos de Tarija y Chuquisaca.	Producción de 600 a 1,000 millones de toneladas anuales de polietileno. Depende de la construcción de la planta de separación de etano para un volumen de 30 a 42 MMM/d.	\$us 1.000 a \$us 2.500
Fase 2 Complejo GTL ^{iv} .	Chaco boliviano, departamentos de Tarija y Chuquisaca.	Segunda planta para producir 10.000 a 15.000 barriles anuales de diésel sintético.	\$us 500 - \$us 600
Fase 2 del Mutún	Puerto Suárez, departamento de Santa Cruz	Complejo minero-siderúrgico. Sujeto al éxito de la Fase 1 del Mutún.	\$us 1.000

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015)

Elaboración: Propia.

i Retoma uno de los principios originales del acuerdo Bolivia-Brasil que preveía la instalación de termoeléctricas del lado boliviano.

ii Proyecto liderado por Comibol. En espera del socio estratégico.

iii Se trata del viejo proyecto planteado por la Braskem, el que hace unos días ha sido reflatado por el embajador de Brasil en Bolivia.

iv Proyecto liderado por YPFB en espera de socio estratégico.

Se mencionará algunas iniciativas como una planta de DME⁸⁰ y el proceso de metano a plásticos, mientras no se arranque con

⁸⁰ Di-Metil-Etileno

la Primera fase de la industrialización. Llama la atención, sin embargo, que los planes gubernamentales hayan desechado u olvidado la posibilidad de estudiar la instalación de una planta de metanol, producto de la cadena del etano que todavía goza de demanda mundial.

La Segunda fase de la industrialización representa una inversión de \$us 3.200 millones adicionales. Esta segunda fase para el final de la década del 2010, con excepción de la planta de polietileno que puede ser desarrollada antes. Para ese entonces Bolivia debería producir unos 120 millones de metros cúbicos al día para tener este portafolio de inversiones. La lógica subyacente de sugerir plantas de expansión obedece a la curva de experiencia de los países que industrializan. Al igual que la expansión de la oferta en el mercado del GLN se hace por “trenes” (bloques). Sucede lo mismo con la industrialización.

EL ESTADO Y LOS ACTORES

De la “era del gas” a la “Guerra del gas”

El presidente Evo Morales Ayma ha indicado en repetidas ocasiones que busca “socios y no patrones”. Un breve repaso permite ver que en el caso del gas natural se pasa de un capitalismo de Estado (1969-1985), a un modelo neoliberal (1985-2005) para nuevamente estatizar la cadena de los hidrocarburos y de, esta manera, otorgarle de nuevo su carácter estratégico.

Bolivia comenzó a preparar la “era del gas” luego de la nacionalización del petróleo de 1969. El país, a través de YPFB, comenzó a exportar gas natural a Argentina en 1972 hasta el año 1992. Sin interrupciones, el país acumuló experiencia y fiabilidad dentro de la región a pesar de los vaivenes políticos y logró sellar en 1997 el contrato de compra venta a Brasil, el convenio más importante de exportación de energía de Sudamérica junto con el de la central hidroeléctrica de Itaipú. Nuevamente en 1999, Bolivia comenzó a bombear gas natural, esta vez, al poderoso complejo industrial del triángulo Río de Janeiro-Belo Horizonte-Sao Paulo, siendo este último Estado el componente esencial de la demanda de gas boliviano (entre 60% a 70%).

Durante el período de la capitalización y con el doble incentivo del mercado brasileiro, (asegurado por un contrato de Estado a Estado materializado por YPFB y Petrobras) y una de las políticas fiscales en hidrocarburos más generosas del mundo para los privados, el país registró inversiones masivas del orden de \$us 2,500 millones de dólares. Pero durante el mismo período el retorno para el Estado boliviano, los departamentos, las municipalidades e YPFB fue bajo comparado a lo rentable del negocio para los privados.

Los cuestionamientos sobre la cesión total por parte del Estado del negocio estratégico de los hidrocarburos a intereses foráneos, más el torpe manejo del proyecto Pacific LNG, tanto por privados como autoridades de la época, llevaron a la inevitable ruptura y a una descomposición rápida del modelo económico boliviano de entonces, basado en el “Consenso de Washington”.

La agenda de octubre 2003, con tres ejes sencillos: nacionalización, industrialización de los hidrocarburos y asamblea constituyente marcó el parteaguas de la época anterior con la actual.

Es una manera sencilla de definir la ruptura con el paradigma anterior donde las empresas gasíferas podían básicamente hacer con el gas lo que querían bajo el paraguas de la Ley de Hidrocarburos 1689.

La estatización y control de la industria del gas se logró con los siguientes hitos históricos:

- Octubre 2003: Guerra del gas
- Julio 2004: Referéndum del gas
- Julio 2005: Aprobación en el Congreso de la Ley N° 3058 de Hidrocarburos, conocida ahora como “Ley Vaca Díez”.

- Mayo 1, 2006: Tercera nacionalización de la industria del gas y el petróleo.
- Mayo 1, 2008: Compra de las acciones de las empresas capitalizadas de la industria del gas y el petróleo bajo los decretos de nacionalización específicos a cada empresa.
- Febrero 2009: Promulgación de la nueva Constitución Política del Estado.
- Octubre 2009: propuesta de reflexión para una nueva Ley de Hidrocarburos.

Quedan, sin embargo, varios espacios sin resolver para la industrialización del gas como:

- La adecuación de las leyes y reglamentos de subsidios a los combustibles líquidos y gaseosos por parte del gobierno, y su impacto en las cuentas fiscales.
- El Artículo 363 de la Constitución Política del Estado señala que la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos está bajo la doble tuición del ministerio del ramo y de YPFB.
- El Artículo 87 de la Ley 3058 que fija de manera arbitraria el precio del gas para la industrialización hasta en 50% del valor de la canasta de exportación de gas natural.
- La adecuación realista de la “Ley Tarija” (Ley 3065) a los proyectos de industrialización y su potencial extensión a los ocho departamentos.

La adecuación del marco legal al nuevo tiempo político y ciclo económico que vive Bolivia desde la *Guerra del gas* debe tomar en cuenta a los distintos actores que pueden ser partícipes de las cadenas de valor de los hidrocarburos.

En esta sección se hará un repaso del estado de situación de las principales leyes, en particular de la Constitución Política del Estado promulgada en febrero de 2009.

La nacionalización y la industrialización⁸¹

Irving Alcaraz acuñó la expresión: “Bolivia hora cero”⁸². En medio del entusiasmo de la “capitalización” el ensayista ligaba el destino económico boliviano al gas natural. Eran aquellos días de una pequeña época de “plata dulce”, en la que dos gobiernos (Gonzalo Sánchez de Lozada y de Hugo Banzer) desbarataron la industria petrolera, algo que pocas naciones del mundo han hecho (Argentina, con Carlos Menem). Treinta años antes, otro ensayista, Sergio Almaraz, concluía *El Poder y la Caída* con una frase premonitrice: “ahora se trata de salvar el gas”.

Ese primero de mayo, el presidente Evo Morales firmó el decreto de nacionalización de la segunda reserva de gas más grande de Sudamérica. Se dio así cumplimiento al referéndum de julio de 2004 en el cual el pueblo boliviano decidió en las urnas “salvar el gas”. Desde ese referéndum, Bolivia mandó señales a la región y al mundo avisando que el poder de negociación que antes no tenía, sería esta vez empleado para desarrollar al país. Luego de la consulta popular, las negociaciones con los inversores para adecuar los contratos se entramparon, aunque en las postrimerías del gobierno de Carlos Mesa se aprobó la Ley 3058, primer resultado del sacrificio de 57 ciudadanos que perdieron la vida en octubre de 2003.

Al devolver el control del más estratégico de los sectores industriales al Estado, lo único que está haciendo es ser coherente. Y probablemente se entre en conflicto con intereses contrapuestos. El hecho es que sin gas, petróleo y electricidad la civilización deja simplemente de funcionar y hoy en día, hay más inversores en hidrocarburos que nunca en todo el mundo.

⁸¹ Publicado por el autor en el matutino La Razón bajo el título “Bolivia, día 1”, el 12 de mayo de 2006.

⁸² Alcaraz, Irving. *Bolivia Hora Cero*, Editorial Salamandra, Bolivia, 1999.

De hecho, muchos de ellos están en contratos de asociación parecidos a los que el Decreto Supremo 28701 y la Ley 3058 proponen. Con la cadena del gas controlada por el Estado, Bolivia tiene la llave para asegurar el equilibrio energético del Cono Sur, en medio de una escalada sin precedentes de precios de gas y petróleo, al punto que por ese motivo la Comisión de Energía de la Unión Europea (por las empresas que invierten en toda la región) empezó a seguir de cerca el proceso boliviano. Las circunvalaciones de los países vecinos para escapar al espectro de los apagones pasan casi todos por el gas y la electricidad de Bolivia, o como alternativa, por soluciones más costosas y complejas (GNL, Gasoducto Sudamericano).

Al nacionalizar el gas y petróleo, el pueblo de Bolivia tiene el derecho de exigir que la nueva YPFB no sea más una empresa secuestrada por militantes de los partidos políticos, como lo fue en los años previos a la capitalización. Debe tener una combinación de personal de alto nivel técnico debidamente remunerado, comprometido con el país y el actual proceso de construcción de un nuevo Estado. Si se analizan las causas estructurales del “escándalo Catler”, ninguna de estas condiciones fue cumplida.

Afortunadamente, YPFB fue más que una simple caja registradora de excedentes del Estado y botín de piratas políticos. Fue uno de los instrumentos con los que se integró el oriente con el occidente del país (mediante transferencia de recursos de la minera estatal Comibol) se convirtió al país en una de las primeras naciones de exportación de gas natural del planeta (casi a la par de la estatal argelina Sonatrach a fines de los sesenta) y realizó un extenso y valioso trabajo de prospección geológica, servido en “bandeja de plata” al momento de la capitalización.

Partiendo de sus logros, la empresa estatal debe cumplir el rol de acumuladora de capital para la economía boliviana y generar

proyectos (GTL, urea) y empleos. El sector de hidrocarburos es intensivo en capital, aunque Shell apunte que por cada dólar invertido en industrialización de gas y petróleo, se generan ocho dólares adicionales y por lo tanto más empleos.

El gas debe industrializar a Bolivia con una matriz energética accesible a todos los ciudadanos y empresas del país, garantizando su seguridad energética (electricidad, GLP, diésel). Como corolario, permitirá que se realicen proyectos estratégicos como la industrialización del hierro del Mutún en Santa Cruz donde el gas y la electricidad permiten llegar al acero. Luego habrá que sembrar los excedentes en toda la economía.

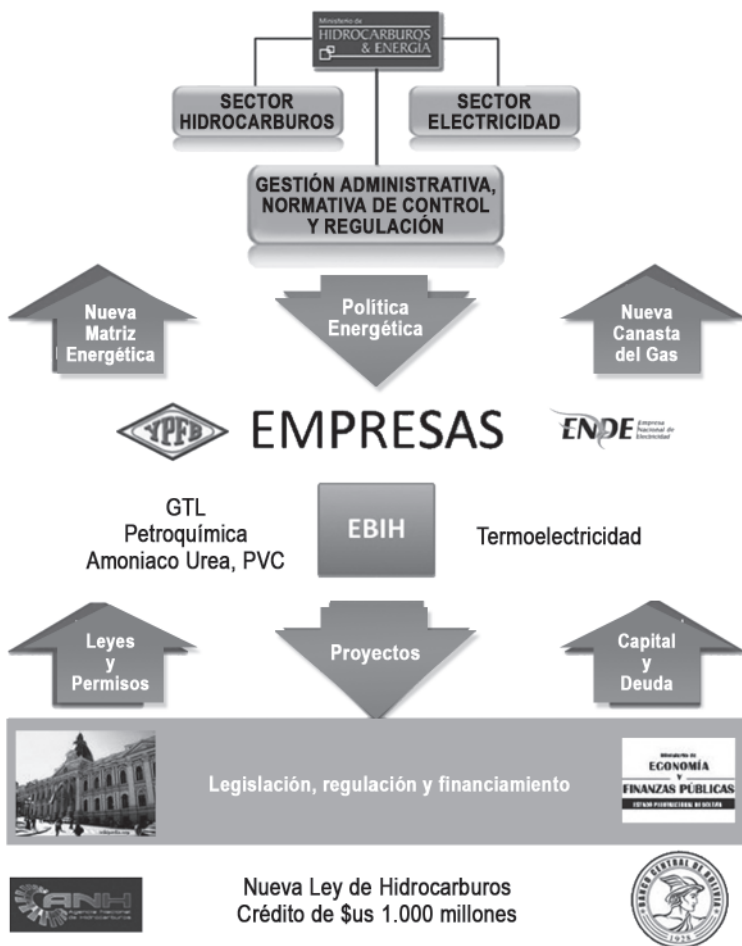
Es por ello que existe esperanza entre los bolivianos. Eso sí, con los pies sobre la tierra ya que además de hacer la tarea en casa, volverán los “negros presagios” y otras presiones como las que se vieron estos años. Es el precio que se asumiría por esta nacionalización, la tercera en Bolivia (1937, 1969) y la primera en el mundo en el siglo XXI. Finalmente, es el punto de partida para que los dramas de la opulencia y caída de Potosí, el asalto al salitre y al cobre del Litoral boliviano, o los pulmones de los mineros del estaño socavados por la *copagira*, sólo se encuentren en libros de historia como recordatorio permanente.

Los actores estatales

El gráfico 6 describe las relaciones de los distintos actores estatales. Los mismos deberán coordinar sus actividades bajo la tutela del ministerio de Energía e Hidrocarburos. Pero, vemos en realidad, hay toda una red interinstitucional para sacar adelante cualquier proyecto de industrialización.

Gráfico 7

Mapa de actores estatales de la industrialización del gas



Fuente: ANH, YPFB y Ministerio de Hidrocarburos.

Elaboración: Propia.

El cuadro de flujo de los actores estatales demuestra la complejidad del manejo de los proyectos de industrialización en

esta fase de transición de la nacionalización a la industrialización. Desde la tutela que representa el ministerio de Energía e Hidrocarburos se definen las líneas directrices de la política de energía del país. Tres empresas dependientes del ramo intervienen de una u otra manera en la formulación de los proyectos: YPFB, ENDE y la recientemente creada EBIH.

Las mismas diseñan, estudian y aprueban los proyectos que requieren aprobación de la Asamblea Legislativa Plurinacional, la Agencia Nacional de Hidrocarburos. A su vez, para la parte financiera (capital y endeudamiento) se recurre al ministerio de Economía y Finanzas Públicas (TGN) y al Banco Central de Bolivia, el que ha dispuesto dos líneas de financiamiento a largo plazo: una, muy conocida para YPFB, la otra, menos conocida, para ENDE y proyectos de desarrollo.

El efecto esperado es el cambio de la matriz energética de Bolivia (diésel y GNV producidos localmente para bajar las importaciones y tener mejor control de los subsidios) y un cambio de la canasta del uso del gas natural boliviano en beneficio del valor agregado y el gas consumido localmente.

Discusión sobre la nueva Ley de Hidrocarburos – Proyecto de Ley

Según el ministerio de Energía e Hidrocarburos, “el Proyecto de Ley de Hidrocarburos avanza en la implementación del nuevo modelo del sector de hidrocarburos, en el marco de los mandatos establecidos en la Constitución Política del Estado”⁸³.

El ministerio cita como ámbitos prioritarios los siguientes aspectos emanados de la Carta Magna:

- a) Los hidrocarburos son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, y el Estado, en nombre

83 Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía: www.hidrocarburos.gov.bo

y representación del pueblo boliviano ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (Art. 359 de la nueva Constitución Política del Estado).

- b) YPFB es la única entidad facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, pudiendo suscribir contratos bajo el régimen de prestación de servicios (Art. 361 y Art. 362).
- c) La Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos (EBIH) será responsable de ejecutar la industrialización de los hidrocarburos (Art. 363).
- d) La política de hidrocarburos debe garantizar el mercado interno y la exportación incorporará la mayor cantidad de valor agregado (Art. 367).

El Proyecto de Ley tiene por objeto establecer, sobre la base de la “nacionalización de los hidrocarburos”, el marco normativo, los principios, la política, actividades, institucionalidad del sector, contratos de servicios, administración de recursos, gestión ambiental y control social del sector hidrocarburos en todo el territorio nacional, dentro del marco de la Constitución Política del Estado.

Análisis de la Estrategia Boliviana de los Hidrocarburos

En la actual Ley 3058 se encuentra que conceptualmente se ha integrado el concepto de la industrialización de manera global.

“El aprovechamiento de la energía y los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país, garantizando el abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno, incentivando la expansión del consumo en todos los sectores de la sociedad, desarrollando su industrialización en el territorio nacional y promoviendo la exportación de excedentes en condiciones

que favorezcan los intereses del Estado y el logro de sus objetivos de política interna y externa, de acuerdo a una Planificación de Política Hidrocarburífera” (Base: Art. 9, Ley 3058).

La actual Constitución Política del Estado Plurinacional ha ido más allá e incluye un artículo, el 363, que dice:

“Artículo 363. I. La Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) es una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo y de YPFB, que actúa en el marco de la política estatal de hidrocarburos. EBIH será responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos.

II. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos. En estas asociaciones o sociedades, YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al cincuenta y uno por ciento del total del capital social”.

Finalmente, el Decreto Supremo 368 de 25 de noviembre de 2009 establece la creación formal de la EBIH en consonancia con los artículos citados de la Constitución. Entre los problemas detectados por el gobierno para la industrialización están la doble tuición de la EBIH. El Artículo 363 de la Constitución Política del Estado señala que la empresa está bajo la tuición del ministerio del ramo y de YPFB.

El problema no resuelto del precio del gas para la industrialización

El precio para el gas natural destinado a la industrialización será cambiado en la nueva Ley de Hidrocarburos, así plantea

la propuesta del ministerio del ramo, además de proyectar la formación de asociaciones de gobiernos departamentales y locales con la EBIH, YPFB o ENDE.

La modificación de precios que propone el proyecto del ministerio de Hidrocarburos es llegar a precio de exportación o el que permita la viabilidad económica del proyecto. Probablemente lo mejor es dejar en este tema específico una redacción abierta que en todo caso permite, según el tipo del proyecto, favorecer los objetivos del Estado y la sostenibilidad económica del proyecto.

La actual Ley de Hidrocarburos N° 3058 en su Artículo 87 establece que “en ningún caso los precios del mercado interno para el gas natural podrán superar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación”.

¿Subsidios directos o subsidios cruzados?

La mayoría de los procesos de industrialización del gas natural utilizan algún tipo de mecanismo de paraguas estatal, subsidios (o subvenciones) directos, subsidios cruzados o protección de industrias nacientes entre otros. El economista Paul Samuelson anota que *“si los impuestos se utilizan para disuadir a los individuos de consumir un bien, las subvenciones se utilizan para fomentar la producción”*⁸⁴.

Por lo tanto, es facultad del Estado boliviano, como cualquier Estado soberano moderno, utilizar el abanico de instrumentos fiscales y legales que tiene a su disposición para llevar adelante la industrialización del gas natural. Samuelson agrega que “la influencia de las subvenciones en un mercado puede examinarse desplazando en sentido descendente la curva de oferta. Las reglas generales de las subvenciones son exactamente paralelas a las de los impuestos.”

⁸⁴ Op. cit.

Dentro de la Ley 3058 el paraguas para este tipo de políticas está en el artículo 13: *“El Estado boliviano fomentará la industrialización de los hidrocarburos y la ejecución de otras actividades dirigidas a la utilización y al procesamiento de éstos en su territorio en beneficio del Desarrollo Nacional, otorgando incentivos y creando condiciones favorables para la inversión nacional y extranjera.”*

El Artículo 87 de esta Ley es, en ese sentido, un subsidio directo y permanente ya que prevé que los proyectos de industrialización paguen únicamente 50% del precio máximo de exportación del gas a Argentina y Brasil. El primer actor en subsidiar es obviamente el Estado nacional, pero luego la lista de actores se agranda por la misma Ley 3058: prefecturas, alcaldías, universidades, Policía y otros. Conociendo el carácter rentista del país el desafío no es nada fácil.

Además, suponiendo que los actores antes mencionados accedan a una reducción de sus ingresos por concepto de regalías, IDH e impuestos, existe otro actor implicado: YPFB y/o las empresas transnacionales asociadas deben contentarse con un precio de venta para un proyecto dado de sólo la mitad del precio internacional.

Al existir desde la promulgación de la Ley 3058 una clara intención de industrializar desde el Estado, las petroleras que tenían proyectos de industrialización miraron al otro lado, archivaron los proyectos de industrialización y empezaron a buscar el próximo mercado más rentable que es el contrato de exportación a la Argentina. Actuaron como cualquier actor económico que busca optimizar sus ganancias.

Otra alternativa es prever subsidios indirectos o de incentivos. A priori los mismos son usuales en los países que industrializan el gas. Por ejemplo existen en Trinidad y Tobago proyectos que

benefician de un *Tax Holiday* hasta de 10 años con liberaciones distintas. En el caso boliviano se discutieron en algún momento mecanismos de liberaciones fiscales para la importación de bienes de equipo y mecanismos de depreciación acelerada para el cálculo del IUE.

EBIH, ENDE, YPFB y su relación con los socios estratégicos

Se decía en la introducción que era importante ver cómo se relacionaban ENDE, YPFB y/o la EBIH con los desarrolladores privados o estatales de otros países. Este es un punto fundamental del cual depende el éxito de la industrialización, asumiendo que en este momento Bolivia todavía no tiene “masa crítica” para hacer todo el portafolio de industrialización por sí misma (aunque se ha visto que es posible que algunos proyectos pequeños o medianos pueden ser llevados adelante por el Estado). En el caso de la industrialización, en principio quedan por financiar más de dos tercios de los volúmenes de inversión.

Por otra parte, se sabe que algunas de las empresas transnacionales que producen el gas natural han tenido una actitud ya sea de respetuoso silencioso sobre el tema de la industrialización o de crítica no tan constructiva.

Se vemos que por el momento solamente se han logrado tener acercamientos para la industrialización dentro del marco del ALBA, olvidando que por la historia del desarrollo de la industria del gas las relaciones con socios inversores de Argentina y de Brasil es fundamental. En una entrevista⁸⁵ el presidente del Brasil recuerda que su país espera la nueva Ley de Hidrocarburos para retomar las conversaciones sobre dos proyectos. El primer proyecto trata de la planta de etileno/polietileno de Braskem el cual se discute desde hace dos décadas. El segundo es un

⁸⁵ Entrevista al presidente Lula da Silva, La Prensa, 21 de enero de 2010.

complejo de urea y amoniaco similar al que estudia Pequiven con YPFB en el Chapare, siendo la propuesta brasileña que se sitúe en el chaco o en Puerto Suárez.

Finalmente, la búsqueda de socios para el proyecto GTL, será probablemente fuera de las fronteras. Ya sea para buscar socios en el Medio Oriente⁸⁶ para buscar alianzas estratégicas con Qatar Petroleum y los fondos de inversión de la zona, o en Sudáfrica donde la estatal Sasol tiene procesos *Fischer Troppe*s propios desde hace décadas, o con las transnacionales Shell o Exxon que tienen en su cartera este tipo de proyectos.

Asimismo, la búsqueda de la industrialización del gas en la cadena eléctrica requiere de socios de renombre y presentes en los mercados del Cono Sur, donde la GDF Suez de propiedad del Estado francés, presente en Bolivia a través de Corani, puede ser un socio a largo plazo para ENDE, que tiene un plan de inversiones tan ambicioso como el de YPFB.

Conclusiones y propuesta

Emmanuel Kant solía decir “que el camino hacia el infierno está lleno de buenas intenciones”. El Artículo 87 de la Ley 3058 debe ser reformado dejando al Estado y a los actores con la facultad de determinar el mecanismo óptimo de precios que permita a la vez lograr el cometido de la industrialización, remunerar el uso del gas natural (recurso no renovable y sujeto a precios internacionales), distribuir las “rentas” de manera adecuada y dar un retorno aceptable a los operadores.

Puesto de manera cínica, la redacción del Artículo 87 fue otorgar de mano propia a los opositores de la industrialización el arma para matar ese proceso. Tal como está es inviable, es un freno a cualquier proyecto y este aspecto en particular deber ser de los estudiados con más delicadeza en la formulación de las

⁸⁶ Entrevista al autor, Cambio, 10 de enero de 2010.

nuevas leyes y reglamentos. Se entiende que la redacción del artículo de los precios del gas en el proyecto de Ley 2010 toma en cuenta la reparación este error.

Finalmente el tiempo de falta de operación efectiva de la EBIH comienza a preocupar. La empresa tiene dos decretos de creación y hasta ahora no es operativa frente al enorme desafío de la industrialización.

Frente a ello, YPFB, como Corporación, puede aglutinar las espaldas financieras, técnicas y relacionales necesarias para poder soportar el peso de la industrialización del gas por el mismo hecho de que ya está presente y operando en la totalidad de la cadena del gas.

De hecho se debe recordar que el inciso 3 del Artículo 363 de la Constitución Política del Estado faculta a YPFB a realizar las tareas de industrialización de los hidrocarburos.

IMPACTOS POSIBLES

Ejercicio de cálculo de ingresos

Para graficar el impacto económico para el país durante la próxima década se va a realizar un ejercicio de proyección financiera sobre la base de los escenarios de uso de las reservas del gas que vió en la primera sección de este documento.

Esta es una simple simulación para determinar órdenes de magnitud de la industria del gas boliviano frente a la industrialización. No tiene ningún carácter oficial ni vinculante.

Se partirá del escenario actual donde la industria del gas representa una facturación anual de aproximadamente \$us 2.000 millones anuales. Esto se desglosa como sigue:

- La venta de gas a Brasil reportó en la gestión 2008 ingresos por \$us 2.677 millones frente a los \$us 1.591 millones que se obtuvieron en 2009. La caída en los ingresos fue de \$us 914 millones por un efecto de precios (caída de un promedio de \$us 7 a \$us 5) y por un efecto volumen (caída de niveles récord de 30

millones de metros cúbicos día a un promedio de 23,5 millones de metros cúbicos día nominados).

- Las ventas al mercado argentino se incrementaron en el mismo período. Los datos dan cuenta que el 2008 el valor de las exportaciones de gas a ese mercado alcanzaron los \$us 307 millones frente a los \$us 397 millones que se proyectaban para 2009.

Se va a asumir como hipótesis que la venta de gas a Argentina tiene un volumen promedio de 20 millones de metros cúbicos al día a partir de 2017⁸⁷ (con un escalamiento de producción desde 2010) y unos 25 millones de metros cúbicos al día para Brasil. Para el primer contrato asumiremos \$us 6 por MMBTU, mientras que para el Brasil facturaremos \$us 5,5 por MMBTU. Para mantener los flujos actualizados al valor del dólar de hoy, asumiremos que el índice de la inflación norteamericana US CPI⁸⁸ con el que se indexan estos contratos sube de manera constante en 1,5% por año. Incluimos además el pago de \$us 150 millones anuales por los licuables de la venta del gas al Brasil, ajustados del mismo modo al US CPI. Obtenemos el cuadro siguiente:

⁸⁷ Según el proyecto de adenda de contrato entre Argentina y Bolivia a febrero 2010.

⁸⁸ Índice del Precio al Consumidor USA.

Cuadro 13
Proyección de ingresos por venta de gas al Cono Sur 2010-2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Venta de gas a Brasil en MMm ³ al día	25,000,000	25,000,000	25,000,000	5,000,000	25,000,000	25,000,000	5,000,000	25,000,000	25,000,000	25,000,000	25,000,000
Venta de gas a Argentina en MMm ³ al día	5,000,000	5,000,000	5,000,000	10,500,000	15,000,000	15,000,000	15,000,000	20,000,000	20,000,000	20,000,000	20,000,000
Precio del gas a Brasil en \$us por MMBTU	5,50	5,58	5,67	5,75	5,84	5,93	6,01	6,10	6,20	6,29	6,38
Precio del gas a Argentina en \$us por MMBTU	6,00	6,09	6,18	6,27	6,37	6,46	6,56	6,66	6,76	6,86	6,96
Facturación venta de gas a Brasil en millones de \$us	1,772	1,799	1,826	1,853	1,881	1,909	1,938	1,967	1,997	2,026	2,057
Facturación venta de gas a Argentina en millones de \$us	387	392	398	849	1,231	1,250	1,268	1,717	1,742	1,769	1,795
Pago de los licuables del gas a Brasil en millones de \$us	150	152	155	157	159	162	164	166	169	172	174
Total Generado por Exportación Gas Natural al Cono Sur en Millones de \$us	2,309	2,344	2,379	2,859	3,272	3,321	3,370	3,850	3,908	3,967	4,026
Rendimiento promedio del gas exportado en \$us por Millón de BTU	5,87	5,96	6,05	6,14	6,24	6,33	6,43	6,53	6,62	6,72	6,83

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015)

Elaboración propia

El cuadro anterior demuestra que cuando los dos grandes gasoductos de exportación estén funcionando y bajo un escenario de precios estables, Bolivia generará una suma promedio de \$us 3.750 millones por año, lo que equivale a casi 75% de las exportaciones totales de Bolivia en el 2009. Esta suma de dinero es una base financiera indiscutible para el Estado, para YPFB y las regiones y municipalidades que se benefician del IDH, además de las empresas operadoras del *upstream*. Del mismo, representa un potencial de ingresos adicionales para las empresas transportadoras de gas como YPFB Transporte, GTB o Transierra.

A continuación se realiza el mismo ejercicio, con un segundo escenario donde se han agregado los tres ejes de industrialización presentados anteriormente con las hipótesis siguientes:

- **Termoelectricidad:** 1.000 MW para la **exportación** al Cono Sur a un precio promedio de \$us 50 por MW (el precio en el norte minero chileno puede llegar entre \$us 80 y \$us 100 por MW). Entrada en funcionamiento entre 2011 y 2013.
- **GTL:** Planta de 15.000 barriles al día a un precio promedio de \$us 70 por barril. Entrada en funcionamiento entre 2013 y 2014. El precio promedio considera un escenario de venta equilibrado entre mercado local y mercado internacional asumiendo precios internacionales del barril por encima de los \$us 90.
- **Amoniaco y urea:** Planta de 620.000 toneladas de amoniaco y 750.000 toneladas de urea con un precio promedio de \$us 250 por tonelada (en 2008 el precio promedio fue de \$us 450 por tonelada). Entrada en funcionamiento en 2013.
- **Planta petroquímica de Puerto Suárez:** Producción de un millón de toneladas de polietileno a \$us 1.000 por tonelada.

Cuadro 14

Proyección de ingresos por la venta de gas al Cono Sur e industrialización 2010-2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Uso de gas natural para la industrialización		1.000.000	2.000.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000
Venta de gas a Brasil en MMm ³ al día	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000	25.000.000
Venta de gas a Argentina en MMm ³ al día	5.000.000	5.000.000	5.000.000	10.500.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000
Precio del gas a Brasil en \$us por MMBTU	5,50	5,58	5,67	5,75	5,84	5,93	6,01	6,10	6,20	6,29	6,38
Precio del gas a Argentina en \$us por MMBTU	6,00	6,09	6,18	6,27	6,37	6,46	6,56	6,66	6,76	6,86	6,96
Facturación de la Planta de GTL en millones de \$us				383	397	411	425	440	456	472	489
Facturación de la Planta de Urea en millones de \$us				330	342	354	366	379	393	406	421
Facturación de las Termoeléctrica a la Exportación (1000 MW) en millones de \$us		110	222	451	458	465	472	479	486	493	501
Facturación de la Planta Petroquímica en millones de \$us					975	990	1.004	1.020	1.035	1.050	1.066

► Continúa

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total Industrialización del Gas en millones de \$us		110	222	1.164	2.171	2.219	2.268	2.318	2.369	2.422	2.476
Facturación venta de gas a Brasil en millones de \$us	1.772	1.799	1.826	1.853	1.881	1.909	1.938	1.967	1.997	2.026	2.057
Facturación venta de gas a Argentina en millones de \$us	387	392	398	849	1.231	1.250	1.268	1.717	1.742	1.769	1.795
Pago de los licuables del gas a Brasil en millones de \$us	150	152	155	157	0	0	0	0	0	0	0
Total Generado por Exportación Gas Natural e Industrialización al Cono Sur en Millones de \$us	2.309	2.453	2.601	4.024	5.284	5.378	5.474	6.002	6.108	6.217	6.328
Rendimiento promedio del gas exportado en \$us por Million de BTUs	5,87	5,96	6,05	6,14	5,94	6,02	6,12	6,24	6,34	6,43	6,53
Rendimiento promedio del gas industrializado en \$us por Million de BTUs		8,35	8,48	8,46	15,78	16,12	16,48	16,84	17,21	17,60	17,99
Diferencial en \$us por Million de BTUs a favor de la industrialización		2,39	2,43	2,32	9,84	10,10	10,36	10,60	10,88	11,16	11,46

Fuente: Plan de Inversiones YPFB (2010-2015). Proyecciones realizadas en base a los supuestos detallados en este capítulo.

Elaboración: Propia.

- Las proyecciones financieras de un escenario combinando exportación de gas natural e industrialización, en términos de facturación son más interesantes aún.
- Dan cuenta de un aumento de hasta \$us 5.000 millones por año en la industria, lo que equivale a 100% de los exportaciones bolivianas de 2008, que fue un año histórico. La industrialización del gas pasa con sólo tres ejes a generar más de mil millones de dólares para el 2013.

Es interesante ver que el rendimiento por MMBTU utilizado en la industrialización es superior en alrededor de 70% a cada BTU exportado en materia prima, bajo supuesto conservador de precio de venta de los productos. No ha sido consignado en este ejercicio el proyecto Mutún, que a la fecha de este estudio no termina de definirse.

De tomarse en cuenta la facturación del Mutún tanto en *pellets*, concentrados y aceros, el volumen de facturación de la industrialización fácilmente superaría los \$us 2.000 millones y las exportaciones dependientes del gas superarían los \$us 7.000 millones, es decir el 100% del PIB boliviano de 2003. Finalmente, como en todo ejercicio de proyección financiera, se deben realizar casos de sensibilidad a la baja de los supuestos. No es el objeto de este estudio, pero obviamente es un tema que debe ser hecho por los desarrolladores y consultores que montan la ingeniería financiera de los proyectos.

Los polos de desarrollo: empleo y equilibrio regional

Decíamos al inicio de esta labor, que el debate se ha centrado hasta ahora netamente entre el “exportar o morir” del modelo neoliberal, en el que exportar era obviamente materias primas sin transformación, frente al paradigma de las “industrias industrializantes” del economista Gerard

Destanne de Bernis. Ambas convergen de todos modos en la teoría del economista francés François Perroux sobre la creación de “polos de desarrollo”.

En términos de desarrollo regional como lo ha estudiado el historiador José Luis Roca en su *Fisonomía del regionalismo boliviano*⁸⁹, Bolivia ha desarrollado a lo largo de su historia economías de enclave. Un ejemplo poco conocido se refiere a que: la población paceña de Quime⁹⁰, distante unos 200 kilómetros de La Paz, es hoy un lugar de difícil acceso y poco conocido por el común de los bolivianos.

Grande fue la sorpresa al descubrir que a principios del siglo XX era un pueblo pujante. Durante los años 1910-1920 el *boom* del wólfam y del estaño hizo que los Guggenheim, a través de su transnacional Asarco⁹¹, comprará las acciones de las mineras de Quime.

Los hermanos Guggenheim fueron de los capitanes de la industria de los Estados Unidos más sobresalientes. El *boom* del wólfam durante la Primera Guerra Mundial elevó el precio del mineral a precios astronómicos⁹², el equivalente de \$us 10.000 actuales por quintal de wolfram; una fiebre curiosamente similar al *boom* del litio en este momento.

Con esos precios de exportación de materia prima y con el estaño de ese entonces Bolivia debió convertirse en uno de

⁸⁹ Fisonomía del regionalismo boliviano / José Luis Roca Editorial Los Amigos del Libro, Bolivia

⁹⁰ www.quime.net

⁹¹ The American Smelting and Refining Company.

⁹² Antes de la Primera Guerra Mundial (1914), los fabricantes de maquinaria descubrieron que aleaciones de wólfam servían ventajosamente para la construcción del armamento de tipo pesado y otras industrias. El interés de los fabricantes por adquirirlo hizo que subiera la demanda en el mercado mundial, paralelamente con la cotización, hasta alcanzar los \$us 500 de ese entonces por quintal (aproximadamente 46 Kg de ley 70%) equivalente a los 500 bolivianos de entonces, equivalentes a \$us 10.000 de hoy.

los países más ricos de la región. Pero se conoce que no fue así. Los Guggenheim acumularon capital que fue reinvertido en desarrollar minas de cobre en Chile, mientras que Quime aguarda un siglo después la conclusión de la carretera asfaltada que la unirá al fin con Bolivia.

Paradoja de la historia. Fueron los Guggenheim quienes desarrollaron aquel yacimiento que el héroe máximo de Bolivia, don Eduardo Avaroa, defendió con su vida del asalto de tropas chilenas: la mina de cobre de Chuquicamata. Años más tarde la Asarco desarrolló la minería en los salares de Atacama. Para no repetir los ejemplos usuales de Camiri, Siglo XX, Pulacayo, el Puerto de Antofagasta o la misma mítica ciudad de Potosí, Quime brinda una excelente ilustración de las economías de enclave que brillan y crecen exactamente el tiempo que duran los fuegos artificiales...

Que sirva de consuelo saber que una parte de los beneficios que sacó Asarco de Bolivia están invertidos en los museos Guggenheim de Nueva York y Bilbao. Por cierto, Asarco es la Compañía Americana de Fundición y Refinación de Metales. Si existe un sencillo motivo para “industrializar por industrializar”, respondiendo al economista Juan Cariaga, pues ésta sería una razón poderosa.

Por oposición, los proyectos de industrialización pueden convertirse en verdaderos polos de desarrollo nacional que completen y/o equilibren al llamado “eje central” y ahora al nuevo centro de gravedad de ingresos fiscales para el país que es el chaco boliviano y la red de gasoductos de YPFB Transportes.

El proyecto Plan Nacional de Desarrollo 2010-2015 prevé la constitución de cinco megaproyectos industriales que requerirían un número considerable de empleos, inversión pública e infraestructura.

El cuadro siguiente es una primera estimación del potencial de creación de empleos en cada caso.

Los proyectos más relevantes son los detallados en el siguiente cuadro e incluyen los detallados en la sección: Proyectos en fase de estudio – Fase 1 de la industrialización. Incluye además el polo de industrialización del salar de Uyuni a partir del litio, que fue contemplado en la sección: *La existencia de reservas para la industrialización* al incluir los proyectos mineros en el aumento del consumo interno de Bolivia:

Cuadro 15

Proyectos de industrialización y polos de desarrollo

Proyecto	Localización	Objeto	Número de empleos potenciales
Mutún ⁱ	Puerto Suárez, departamento de Santa Cruz	Mina de hierro, planta de ciclo combinado de gas, planta de acero. Inicio de las plantas de polietileno de 600 mil a un millón de toneladas.	10.000 +
Salar de Uyuni ⁱⁱ	Uyuni y Río Grande, departamento de Potosí	Mina de carbonato de litio, cloruro de potasio, magnesio. Posible cadena de industrialización del litio con una fábrica de baterías.	3.000 +
Complejo petroquímico amoniaco-urea ⁱⁱⁱ	Bulo-Bulo, Chapare, departamento de Cochabamba	Industrialización del gas natural para producir 600 millones de toneladas anuales de amoniaco y 725 millones de toneladas anuales de urea.	3.000+
Complejo petroquímico GTL, polietileno ^{iv} .	Chaco boliviano departamentos de Tarija y Chuquisaca	Industrialización del gas natural para producir 10.000 a 15.000 barriles anuales de diésel sintético. Inicio de las plantas de polietileno.	3.000+

Fuente: Ministerio de Energía e Hidrocarburos YBFB; Comibol.

Elaboración: Propia.

i Asociación publico-privada entre Comibol y Jindal Steel and Power.

ii Proyecto liderado por Comibol. En espera del socio estratégico.

iii Asociación binacional entre YPFB y EBIH con Pequiven S.A. en el marco del ALBA.

iv Proyecto liderado por YPFB y EBIH en espera de socio estratégico.

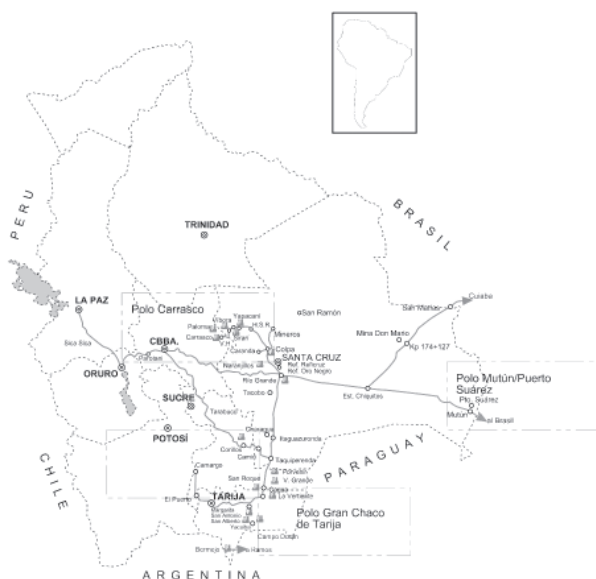
El impacto consolidado de la creación de empleos en Bolivia gracias a la Fase 1 de la industrialización (asumiendo que se crean

cuatro empleos indirectos por cada empleo directo, una relación estándar del multiplicador de empleos para estas iniciativas) sobrepasa las 20.000 fuentes de trabajo. Se trata de empleos tecnificados del sector industrial que obviamente mediante el multiplicador de inversión generarán nuevos polos de desarrollo en el país.

Los polos de desarrollo que generarán la industrialización son de dos índoles. El primero ligado íntimamente a la cadena del gas y el segundo ligado a la industria minera-metalúrgica. En este segundo caso, el estudio permite responder una de las preguntas iniciales planteadas referida a rol de la minería en la industrialización de las distintas cadenas del gas.

Gráfico 8

Localización de los polos de desarrollo de la industrialización del gas natural



Fuente: Mapa de YPFB Transporte S.A.

- En el caso de la minería existen dos polos relacionados con el desarrollo de la industrialización del gas, sea como generación térmica o insumo vital para las plantas o fundiciones. Se consolida el eje *Uyuni-Potosí-Caracollo-La Paz*, alrededor del cual gira 90% de la industria minera boliviana actual. En este eje que se incluyó en la demanda potencial de la sección: *La existencia de reservas para la industrialización*, la contribución del proyecto del litio del salar, la transformación de cloruro de sodio a policloruro de vinilo en Uyuni y el desarrollo de grandes proyectos mineros como San Cristóbal o Coro Coro, serán esenciales para la sinergia entre gas natural y minería.
- El segundo polo minero/energético que depende de la cadena del gas es obviamente *Puerto Suarez-Mutún*, donde el diseño actual del proyecto prevé un uso diario de 6 a 8 millones de metros cúbicos de gas natural. Mutún será para finales de la década del 2019 un complejo minero, eléctrico e industrial donde se producirá acero boliviano a partir del proceso de reducción directa del gas. Depende de la expansión del gasoducto Bolivia-Brasil por la empresa GTB. El proyecto de petroquímica conjuntamente con Braskem puede darle el impulso necesario para partir, ya que no se requiere una expansión del gasoducto, pudiendo adaptar el proyecto a la capacidad actual.
- En el caso de las cadenas del gas, se consolida un polo eléctrico y petroquímico en *Bulo Bulo, provincia Carrasco* del departamento de Cochabamba. Con la entrada en producción de la central térmica de Entre Ríos, Bulo Bulo generará 30% de la electricidad boliviana proveyendo un respaldo estable, económico y sustentable a la electricidad hidroeléctrica. Con la planta de amoníaco y urea la vocación de Bulo Bulo como polo de desarrollo y potencialmente una ciudad mediana de unos 50.000 habitantes con un buen nivel de vida, se podría consolidar.

- Finalmente, la planta de GTL y las iniciativas de plantas de separación de líquidos que abren el espectro de la industrialización del etano y propano se ubican en el chaco boliviano en el eje Villamontes-Margarita-Camiri-Santa Cruz. Es en esta zona productora y muy bien conectada por los gasoductos de YPFB Transportes S.A. y Transierra S.A. que se ubica el otro polo de desarrollo boliviano

En suma, cuatro polos de desarrollo definiendo nuevos ejes de crecimiento económico se proyectan a partir del viejo eje La Paz-Cochabamba-Santa Cruz, el que surgió del complejo minero boliviano de plata, estaño y zinc de los andes bolivianos. Los empleos que surgen están relacionados a la cadena del gas con nuevas tecnologías, pero abriendo nuevos escenarios en la industrialización de la minería con nuevos productos como el carbonato de litio y el regreso de Bolivia a los mercados mundiales del cobre.

Pero todo lo anterior puede resultar nuevamente en las “economías de enclave” si no se potencian los polos de desarrollo con toda la cadena de insumos (bienes y servicios) fabricados en Bolivia. Este tema se verá a continuación.

Bolivianizar la industria

En la construcción de los nuevos proyectos se procurará llegar a una participación de 50% de empresas, insumos y obreros bolivianos. ¿Suenan a utopía? Se debe mirar lo que realizan países gasíferos como Bolivia. Un vistazo a lo que está haciendo Qatar con su proyecto de *Qatarizar* la industria de gas y petróleo⁹³. puede dar algunos indicios de la ruta a seguir.

Fuera de la búsqueda de mercados, la negociación de precios de venta del gas y los proyectos de industrialización *per se*, Bolivia debe *bolivianizar* la industria del gas y petróleo.

⁹³ www.qatarization.com.qa

La *bolivianización* implica la industrialización del gas dentro de territorio nacional, y la creación de una industria boliviana de gas y petróleo donde Estado y privados contribuyan en la medida de sus posibilidades a crear empleo en un sector habitualmente intensivo en bienes de capital. Se debe recordar lo que pasó con la capitalización y los flujos de capital de aproximadamente \$us 1.600 millones de dólares. Si bien los montos entraban en la cuenta de capital de la balanza de pagos proveyendo un excedente importante, en pocos meses la mayor parte de este monto salían como débito en la balanza comercial boliviana al venir la mayor parte de estos en bienes y servicios del exterior⁹⁴.

Es obvio que antes de hacer las cuentas alegres de la lecherita de la fábula de La Fontaine, se debe mantener la calma. Entre tanto se debe acelerar la *bolivianización* del empleo y los insumos de la industria del gas y del petróleo tomando el ejemplo de Qatar.

La recomendación de este estudio es la promulgación de una Ley de Preferencia Boliviana para bienes y servicios en relación con el sector de gas y minería para desarrollar tecnología propia y empresas de bienes y servicios relacionados con la industrialización del gas. Si bien actualmente es poco plausible que todas las áreas de producción de insumos de la industria sean fabricadas en Bolivia, este debe ser un horizonte de proyección para el país a mediano plazo. Los casos de Brasil, Chile y México, donde los grandes contratos comprenden generalmente un porcentaje de componente nacional, pueden ser la base de estudio para adaptarlos al caso boliviano.

Impactos medioambientales

Es evidente que los procesos industriales emiten dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero. Mal manejados pueden tener incidencia en el consumo excesivo de agua y

⁹⁴ Fuente: www.bcb.gov.bo

la contaminación de los acuíferos y los ríos. Los impactos medioambientales en los proyectos están normados por:

1. El Protocolo de Kyoto.
2. La legislación medioambiental boliviana.
3. Los Principios de Ecuador para los bancos que financian proyectos a nivel mundial.

El fiasco de la cumbre de Copenhague deja abierto a cada país el manejo del riesgo medioambiental teniendo como único mecanismo jurídico vinculante el Protocolo de Kyoto.

Es interesante escuchar a Eduardo Galeano refiriéndose a los proyectos de química financiados por instituciones como el Banco Mundial:

*“Ahora, los gigantes de la industria química hacen su publicidad en color verde, y el Banco Mundial lava su imagen repitiendo la palabra ecología en cada página de sus informes y teniendo de verde sus préstamos. ‘En las condiciones de nuestros préstamos hay normas ambientales estrictas’, aclara el presidente de la suprema banquería del mundo”*⁹⁵.

El uso del agua

El agua es el principal insumo industrial. Se utiliza para los procesos químicos, para la co-generación de vapor, para el enfriamiento de las turbinas y maquinas, para la refinación y separación del gas natural. Una planta de GTL que produzca 20.000 barriles de diésel al día tiene un consumo aproximado de 28.000 barriles de agua al día, algo así como 3.180 metros cúbicos o el volumen de agua necesario para cubrir las necesidades de una ciudad del tamaño de Uyuni o Monteagudo.

Hace poco una nota aparecida en el sitio www.bolpress.com daba cuenta de serias dudas de los autores sobre el uso de las aguas en el llamado “Salto Industrial” del segundo gobierno

⁹⁵ Galeano Eduardo. *Cuatro frases que hacen crecer la nariz de Pinocho*, diciembre 2009.

del presidente Evo Morales. La duda es legítima porque si bien Bolivia es uno de los países con mejor dotación de agua en su conjunto, esta se ve amenazada por el calentamiento global (derretimiento de los glaciares en las cordilleras de Apolobamba, Real, Tres Cruces y Occidental) y a la vez por la ausencia de plantas de tratamiento y reciclado de aguas servidas en las industrias, las ciudades y los municipios.

Afortunadamente la mayoría de las plantas industriales de gas natural vienen con procesos de recuperación, tratamiento y reciclaje del agua para el proceso industrial, siendo que al traer a Bolivia la última tecnología para tratamiento de agua se esperaría un efecto de emulación en el resto del sector industrial boliviano (que no recicla aún las aguas), el sector minero (el más grande usuario y contaminante de Bolivia) y las aguas de las ciudades.

Desde esta óptica, la llegada de los procesos industriales de alta tecnología para industrializar el gas natural, sin desconocer que siempre tienen daño medioambiental potencial, debe verse como algo positivo.

Impactos geopolíticos

Después de la tragedia del terremoto de Haití en enero 2010, Bolivia ha sido capaz por primera vez en su historia de movilizar aviones cargueros propios y llevar toneladas de vituallas locales a los damnificados del primer país independiente de América Latina. El impacto geopolítico de la nacionalización del gas es claro, Bolivia comienza a tener la “muscultura económica” necesaria para proyectarse como nación en la diplomacia internacional.

El posterior desarrollo de la industria del gas en Bolivia y de su industrialización consolidará este cambio de situación que no se veía en el país desde las épocas del Mariscal Santa Cruz y del presidente Ballivián.

La presencia boliviana en la región mediante otro gasoducto a Argentina, el Urupabol, más la venta potencial de electricidad al Cono Sur abre un escenario de consolidación del país como “centro energético” del continente.

Inicialmente este rol se pensó en el ciclo neoliberal, posicionando a Bolivia como exportador neto de gas natural no procesado. Mediante una nueva reflexión estructurada del tema al influjo del proceso de cambio, es posible pensar en jugar este rol con una combinación inteligente de venta de gas natural, electricidad y productos de la industrialización del gas natural.

Adicionalmente el acceso en Bolivia a la matriz del gas natural, hará que nuestros productores y exportadores sean más competitivos y puedan acceder a los mercados del ALBA, CAN y Mercosur y aprovechar los mecanismos preferenciales de la Unión Europea como el SGP+.

Finalmente Bolivia tendrá que dotar a la Armada boliviana de capacidades adicionales de transporte de gas y líquidos para servir los puntos alejados del mercado interno (rol que ya cumple), proveer puntualmente de GLP al mercado paraguayo por la hidrovía y pensar ampliamente en que desarrolle una pequeña flota de tanqueros y probablemente al menos un par de metaneros de LNG para el final de la década.

Dicho de otro modo, el gas natural y la industrialización permitirá que Bolivia retorne con la rojo, amarillo y verde a los océanos del mundo.

CONCLUSIONES Y ESBOZO DE UNA PROPUESTA

La nacionalización de los hidrocarburos fue el logro más notable del primer quinquenio del gobierno de Evo Morales. Logro político, ya que cumplió las promesas electorales emanadas en gran parte de la Agenda de Octubre. Logro económico, porque el gas natural, “el sueldo de Bolivia”, parafraseando a Allende, permitió duplicar el PIB de la nación, lograr cuatro años consecutivos de excedentes fiscales, quintuplicar las reservas del Banco Central de Bolivia y enfrentar la crisis financiera mundial con cierta tranquilidad. Finalmente logro social, porque la renta del gas llegó mediante los distintos bonos a niños, madres y ancianos de los sectores más pobres empezando a saldar una deuda histórica con el pueblo boliviano.

En paralelo, como acontece con la dualidad andina (que se complementa con opuestos), el proceso tuvo otra faceta. El de no haber lanzado masivamente la industrialización del gas con excepción del proyecto de la central térmica de Entre Ríos. La producción de gas natural se estancó, las inversiones se tornaron lentas y finalmente YPFB entró en una seguidilla de errores y dubitaciones que terminaron en febrero de 2009 con el peor escándalo de corrupción de su historia. El formidable envión de la nacionalización del primero de mayo de 2006, que culmina la

recuperación de los hidrocarburos iniciado por el referéndum de julio del 2004, fue frenado por todos estos factores.

Se ha dicho durante este último quinquenio que se ve un “tiempo de cambio”, es hora que de la mano de la industrialización del gas, Bolivia inicie un cambio de tiempo.

El mensaje de la historia...

Durante toda su vida republicana, Bolivia fue un país monoprodutor y exportador de materias primas. Fue el primer productor mundial de plata, de estaño, de wólfram, de antimonio, de quinina, de caucho, de salitre y de guano. En el siglo XIX, a causa del apetito de la oligarquía chilena por estos fertilizantes, le arrebataron su costa marítima de 450 kilómetros, territorio que contenía las más grandes reservas de cobre del mundo y las segundas reservas de litio del planeta. De igual manera, el territorio del Acre fue perdido por el caucho. Una guerra por el control de los yacimientos de petróleo de Tarija, alimentada por dos transnacionales, enfrentó a Bolivia con Paraguay.

Más adelante, las minas de estaño, zinc y plata, nacionalizadas en 1952, dejaron 33 años después a todo el occidente boliviano lleno de pueblos fantasmas. Los gobiernos posteriores a la Revolución del 52 hicieron caso omiso a los llamados de la gente retratada por Almaraz Paz en *El Poder y la Caída*. Octubre de 2003 dejó 70 muertos y más de 1.000 heridos en La Paz y El Alto.

El mensaje de la historia es claro: Bolivia debe industrializar el gas y todos sus recursos naturales.

...frente a las dificultades para industrializar...

Este documento ha tratado de repasar los lineamientos básicos para desarrollar una exitosa estrategia de industrialización en Bolivia. Debido a su historia y a los intentos fallidos de dar paso

a la industrialización de los recursos naturales, es importante tener claras todas las variables así como la correcta identificación de las variables fundamentales de la estrategia propuesta (actores, mercados, desarrollo tecnológico, inversiones, suministro de materia prima).

...nos plantea los siguientes desafíos

La revisión del estado de situación actual da los siguientes puntos:

- Bolivia debe encarar la industrialización del gas con la presión de cumplir los contratos vigentes a la exportación.
- Bajo el consumo actual y los contratos de exportación, el margen de reservas probadas no comprometidas de Bolivia es hoy de apenas 1,2 TCF asumiendo un crecimiento casi nulo del mercado interno boliviano. Se conoce que el mercado interno está empezando recién su inserción a la matriz del gas natural.
- La estacionalidad de los mercados del gas brasileños y argentinos debe ser el sujeto de un estudio profundo. Ambos países utilizan en invierno para sus centrales térmicas los mayores volúmenes de gas natural disponibles en Bolivia, mientras que en verano bajan para hacer entrar en funcionamiento sus centrales hidroeléctricas. ¿Qué hace Bolivia con el gas excedentario en verano?, pues lo reinyecta o lo quema. Y eso cuesta dinero al país e implica menor producción de gasolina y de GLP.
- Esta estacionalidad demuestra la estricta correlación que hay entre generación eléctrica y consumo de gas en la región. La variable eléctrica debe subir al primer plano en cualquier esbozo de industrialización del gas natural.
- Debe esperar la confirmación de nuevas reservas y certificación de las existentes para tener un horizonte más fiable a la hora de decidir sobre nuevos proyectos de industrialización.

- Deberá crear y potenciar una nueva entidad, la EBIH, que tomará poco a poco algunos de los proyectos de la Gerencia de Industrialización de YPFB y desarrollará otros.
- EBIH, YPFB y ENDE deben coordinar el tema de la venta de electricidad generada a partir del gas natural.
- YPFB tiene un ambicioso Plan de Negocios de cerca de \$us 11.500 millones, de los cuales una quinta parte corresponde a la industrialización de manera directa o indirecta.
- De esos \$us 11.000 millones, YPFB dispone (entre el crédito del BCB, asignaciones del PGN y recursos propios) de aproximadamente 33% del monto de inversiones. Una opción es que YPFB recupere el 6% de la renta del gas.
- Deberá por lo tanto, asociarse y/o buscar financiamiento externo e interno.

Industrialización: Gas para Bolivia y por Bolivia

La base de esta propuesta fue escrita por el autor en octubre de 2003, durante los eventos de la Guerra del gas y publicada varios medios bolivianos. Pienso que salvo algunas correcciones, mi propuesta de gas para y por Bolivia logrando un equilibrio entre demanda interna, industrialización, cumplimiento de los compromisos internacionales y la búsqueda de una salida realista al gas vía LNG, no ha cambiado en lo fundamental. Los puntos principales son los siguientes:

- Planificar el buen uso de la canasta de reservas de gas natural boliviano a mediano y largo plazo.
- Asignar las reservas necesarias a los proyectos de industrialización, cuando se desarrollen nuevos campos.
- Adaptar la red de gasoductos a las necesidades de los nuevos proyectos
- Implementar una nueva Ley de Hidrocarburos que permita la flexibilidad necesaria a los proyectos de industrialización.

- Evaluar y seleccionar los proyectos por sus méritos económicos propios y en función de los intereses del país.
- Financiar adecuadamente los proyectos
- Cuidar el medio ambiente
- Prever los efectos del círculo virtuoso de la industrialización.

A continuación se revisará cada uno de estos puntos con más detenimiento:

Planificar la canasta de uso del gas boliviano a largo plazo

Conceptualmente se debería llegar a una canasta de venta del gas bajo los siguientes supuestos que implican la Primera fase de la industrialización del gas en Bolivia.

1. **Producción de gas natural:** Bolivia debe subir su producción diaria a casi 87,5 millones de metros cúbicos únicamente para albergar cuatro tipos de proyectos de industrialización, en la Primera fase de la industrialización.
2. **Ajustar el crecimiento de la demanda interna:** El crecimiento de la demanda interna en los estudios disponibles (YPFB) parece ser demasiado conservadora. La lectura es que únicamente con la entrada en producción de los proyectos mineros de la Comibol se duplica el consumo interno actual. El autor piensa que se llegará a consumir entre 12 y 15 millones de metros cúbicos al día en Bolivia. Una parte de esta demanda es gas combustible para la industrialización, como por ejemplo fábricas y fundiciones.
3. **Demanda eléctrica:** Del mismo modo hemos asumido un crecimiento conservador de la generación eléctrica a gas en los próximos 10 años, inyectando 1.000 MW de potencia en ciclo combinado.
4. **Fase 1 de la industrialización:** Mencionados el balance consumo interno (incluyendo industrialización)/consumo

externo, que queda a 35/65, es decir que dos tercios del gas siguen siendo para el mercado externo y sin valor agregado. Obviamente se está en una distribución del portafolio de reservas del gas un poco más razonable, al dividirse el mercado externo en dos partes iguales. Por el momento, como se ve en el gráfico siguiente, la canasta de uso del gas boliviano es desequilibrada: casi 85% dedicada a la exportación a Argentina y Brasil, el resto para el consumo interno y la industrialización del gas (entre 1,5 y 2 millones de metros cúbicos al día para las termoeléctricas).

Gráfico 9

Canasta actual del gas natural en Bolivia 2005-2009



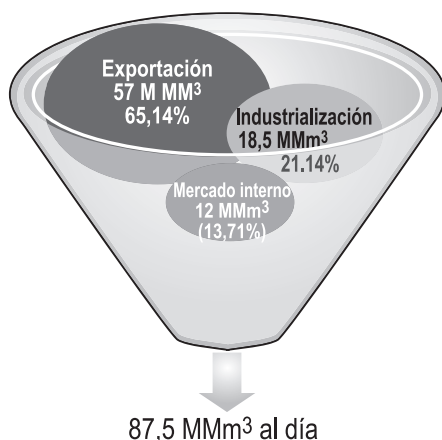
Fuente: YPFB y Ministerio de Hidrocarburos.

Elaboración: Propia.

La canasta del gas natural, es decir, el balance consumo interno (incluyendo industrialización)/consumo externo, queda a 35/65, que casi dos tercios del gas siguen siendo para el mercado externo y sin valor agregado. Es una situación mejor a la del anterior modelo.

Gráfico 10

Canasta del gas natural en Bolivia - Fase 1 de la industrialización 2010-2015



Fuente: YPFB y Ministerio de Hidrocarburos.

Elaboración: Propia.

- Se cree que Bolivia rápidamente alcanzará la Segunda fase de la industrialización a partir de la expansión de los proyectos existentes.
- Con ello se llegará a un balance de 44/56 haciendo que el país sea menos vulnerable a los shocks externos.
- Obviamente se está en una distribución del portafolio de reservas del gas un poco más razonable, al equilibrar la venta del energético entre el mercado interno, industrialización y mercado externo.
- No se debe excluir que aparezcan en el camino nuevos proyectos que no están detallados en los documentos que se ha consultado, como la planta de etileno y polietileno, una planta de metanol y la planta de PVC de Uyuni.
- Otras tecnologías como el gas a olefinas y el gas al DME pueden ser exploradas de manera experimental en el futuro, pero no en los plazos que pide el país.

Asignar las reservas necesarias a la industrialización

Los textos borrador de la Ley de Hidrocarburos y el Decreto Supremo 0386 de creación de la EBIH, establecen que las reservas necesarias en cantidad y calidad serán asignadas a los proyectos de industrialización. El tema clave para incitar a la producción de nuevos yacimientos será obviamente el precio del energético en relación con los nuevos desarrollos de campos en el *upstream*. Bajo el esquema de la Ley 3058, aún vigente, se establecía de manera draconiana un corte del 50% del precio de la exportación del gas para estos proyectos. A la larga, este supuesto incentivo actuó como uno de los tantos frenos a la industrialización del gas.

Otra razón de peso para asignar reservas es que los inversores que se asocien con YPFB, EBIH o ENDE deben tener certeza de contar con el suministro en forma permanente. De ahí que la asignación de reservas para cada proyecto en un horizonte de 20 a 25 años no es un tema menor.

Adaptar la red de ductos de Bolivia a la industrialización

- Se debe aumentar la capacidad de los ductos. El gas natural debe llevarse a los proyectos estratégicos que tengan las condiciones de materializarse. Otros proyectos deben realizarse en las cercanías de los pozos productores. Dos zonas tienen potencial para este cometido, la primera es Bulo-Bulo en el Chapare, que ya tiene proyectos de transformación de gas a electricidad; y la segunda, de más grande potencial, es el chaco boliviano. Una tercera zona es la frontera con el Brasil (Puerto Suárez-Mutún).
- En todo caso, si es que los proyectos son en el chaco o en el Chapare, forzosamente se deberá reforzar la capacidad de transporte de líquidos ya que algunos de estos proyectos liberarán más GLP, gasolina natural y obviamente productos industrializados como el diésel, la nafta y el *jet fuel* (proyecto GTL).

YPFB Transporte S.A., GTB⁹⁶ y Transierra S.A. son actualmente las tres operadoras de ductos del país. La lógica de la red de gasoductos bolivianos ha sido hasta el momento doble: construir y operar gasoductos de más de 20 pulgadas para la exportación del energético, y construir y operar gasoductos de menos de 20 pulgadas para el mercado interno.

El modelo de negocios de ambas empresas deberá adaptarse a las necesidades crecientes del mercado interno y de la industrialización del gas natural en Bolivia.

Diseñar una nueva Ley de Hidrocarburos que permita tener proyectos a largo plazo

Se debe evitar en el diseño de la nueva Ley de Hidrocarburos errores estratégicos como el del Artículo 87 de la Ley 3058. Si bien esta disposición legal sentó las bases para la nacionalización, está claro que ha llegado al final de su ciclo histórico. La ley no refleja totalmente las prioridades estatales señaladas en la Constitución de febrero de 2009 ni las necesidades económicas y tecnológicas de Bolivia. La Ley anterior contaba con 149 Artículos frente a 144 del borrador actual.

El primer borrador publicado en enero de 2010, difundido por la Plataforma Energética del CEDLA⁹⁷, fuera de reconocer la existencia de la EBIH todavía no tiene un tratamiento a fondo del tema de la industrialización. La definición de industrialización consignada es la siguiente: *“Industrialización de los hidrocarburos. Desarrollo de procesos de industrialización de los recursos hidrocarburíferos (gas y petróleo), incorporando la mayor cantidad posible de valor agregado y como núcleo dinamizador de desarrollo del sector hidrocarburífero.”*

⁹⁶ Gasoducto Trans Boliviano, operador del gasoducto Bolivia-Brasil.

⁹⁷ www.plataformaenergetica.org Enero 2010.

La industrialización se define en el Capítulo VII, en el Artículo 78: *“En el marco de la construcción de Complejos Petroquímicos, son las actividades de transformación química de los hidrocarburos y los procesos industriales y termoelectrónicos, desarrollados por la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH), que tienen por finalidad añadir valor agregado al Gas Natural: Petroquímica, Gas a Líquidos (GTL) y la producción de fertilizantes, urea, amonio, metanol y otros.”*

- El Artículo 79 agrega una definición en tres niveles (primer nivel, intermedio y transformación demasiado general) ¿Dónde entra la generación eléctrica a partir del gas natural, por ejemplo, mencionada en el Artículo 78?
- En el borrador se destaca la inclusión del Artículo 81 –Capital de Inversión, que libera los impuestos para importación de bienes de equipo en la industrialización, pero por la redacción actual sólo sería posible por la EBIH. ¿Qué sucede si el proyecto lo lidera YPFB, ENDE o un privado?
- No hay mayor clarificación en este borrador. Otros siete artículos completan el Capítulo VII del borrador del proyecto de Ley actual y se resalta que todo lo referido al tema se definirá en Reglamentos.

Globalmente y gracias al Artículo 79 se incluye a la termoelectricidad en los procesos de industrialización. Sin embargo, llama la atención que ENDE no esté mencionada en los textos, en particular en el Capítulo IV Consejo Hidrocarburífero, donde sí participan el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, YPFB y sus subsidiarias, la EBIH, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Instituto de Energía. Se debe remediar esta omisión, propia de un borrador.

Existe un Artículo que cubre el tema de los incentivos fiscales redactado de la siguiente manera:

ARTÍCULO 44 (INCENTIVOS): *Las actividades de la cadena productiva hidrocarburos, en el marco de la política del Estado, gozarán de los siguientes incentivos:*

- a) *Liberación del pago de aranceles e impuestos a la internación de las maquinarias, equipos, materiales y otros insumos que se requieran.* b) *Liberación del impuesto sobre utilidades por... () años computables a partir del inicio de operaciones, unido a un régimen de depreciación por el mismo período.* c) *Las autoridades administrativas impulsarán de oficio los trámites de las empresas industriales para la obtención de personalidad jurídica, licencias, concesiones, permisos y otros requeridos para establecerse y operar legalmente en Bolivia.*

Nótese el inciso b) de “Liberación de impuestos sobre las utilidades” que debe ser consensuado con el Ministerio de Hacienda. Este tipo de liberaciones debería estar relacionado con cada tipo de proyecto específico en función de índices como la TIR, el VAN y el tiempo de repago del proyecto.

Finalmente el texto anterior de la Ley 3058 contaba con un artículo cuya redacción merece ser rescatada y, probablemente, adaptada al contexto actual en este Capítulo VII del borrador de proyecto actual:

ARTÍCULO 141 *(Uso Social y Productivo del Gas Natural). El Estado subsidiará con gas y/o transformado en energía eléctrica, el consumo destinado a los centros educacionales, centros de salud, servicios sociales, consumo domiciliario y asilos, conforme a Reglamento. De igual manera, se otorgará este subsidio para apoyar el desarrollo productivo nacional con el uso del Gas Natural, como gas y/o energía para la irrigación del campo, la industria y la agroindustria nacional, la pequeña industria y artesanía,*

la generación de electricidad, la minería, el transporte y el turismo entre otros de acuerdo a una clasificación por consumo y al Plan Nacional que sea elaborado para el efecto, con base a la Política Nacional de Desarrollo Económico Social, que contemple el aumento de fuentes de trabajo, elevación de salarios y abaratamiento de precios y otros beneficios para estantes y habientes del país.

El tratamiento fiscal, jurídico y la existencia de precios diferenciados de gas natural son condiciones claves. Otro punto que debe ser refinado es el tema del financiamiento de los proyectos de industrialización y de los eventuales aportes de capital y garantías que las empresas concernidas (EBIH, ENDE y YPFB) pueden o no otorgar a tal o cual proyecto específico.

Evaluar y escoger los proyectos por sus méritos propios

Cada proyecto debe pasar por varios tamices para tomar la decisión adecuada de lanzarlo. Esto es verdad para los proyectos termoelectricos, más pequeños y con demanda regional y nacional asegurada como para los grandes proyectos de petroquímica que suponen inversiones superiores a \$us 300 millones y tiempos de repago del proyecto relativamente largos.

Financiar adecuadamente los proyectos

El tema del financiamiento es crucial. Se observa que YPFB deberá financiar hasta 67% de su plan de negocios. En el caso de los proyectos de la industrialización el monto es incluso mayor.

Eso llevará a buscar socios estratégicos con capacidad de aporte de capital a largo plazo, como ha sido por el momento el caso de PDVSA para la termoelectrica de Entre Ríos y los acuerdos existentes con Pequiven para la planta de amoniaco-urea de Caracollo. Ambos en el cuadro privilegiado de los acuerdos ALBA.

En el caso de los proyectos termoelectricos es posible que el Estado boliviano pueda encarar por sí mismo parte de estos proyectos. Las capacidades financieras de Bolivia han mejorado e incluso se puede pensar en un uso combinado, bajo ciertas condiciones, del otro crédito del BCB para el sector eléctrico y productivo⁹⁸.

En todo caso el país deberá explorar todas las posibilidades de financiamiento a su alcance, incluyendo las internas (emisiones de bonos) y las externas (multilaterales, agencias de crédito a la exportación y bancos internacionales).

Cuidar el medio ambiente

Desde la cumbre de Copenhague el presidente Evo Morales y el canciller David Choquehuanca han convertido a Bolivia en “paladín” de la defensa de la Pachamama, de la Madre Tierra. Encarar la expansión del ciclo del gas y la industrialización implicará que Bolivia deba tener las mejores tecnologías descontaminantes, los mecanismos más eficientes de reciclaje y cuidado del agua y las técnicas de captura de carbono más avanzadas.

Por lo tanto, debe cuidar que el proceso de expansión del gas y la industrialización respete los “derechos de la Madre Tierra”. Afortunadamente el gas natural es el combustible fósil más limpio, la calidad del gas boliviano es muy alta (bajo contenido de sulfuros) y la tecnología del siglo XXI está por fin al alcance.

Anticipar los efectos del ciclo virtuoso del gas

Se debe tener en cuenta dos premisas de las estrategias de industrialización:

1. Anticipar que el éxito de un proyecto de industrialización desencadena otros proyectos de valor agregado (ejemplo: Trinidad y Tobago, Qatar).

⁹⁸ De un monto de \$us 1.000.000.000, equivalente al crédito del BCB a YPFB.

2. Que estos dos países (Trinidad y Tobago y Qatar) han logrado una buena ecuación entre mercado interno, exportación de gas a mercados internacionales e industrialización.

Es factible imaginar un escenario en el cual el ritmo de inversiones en Bolivia se acelera y que a la par de los nuevos proyectos de industrialización, aparezcan iniciativas hermanas o paralelas en ámbitos relacionados con la industria del gas.

Por ejemplo, imaginar que con el acero del Mutún, Bolivia pueda empezar a fabricar y soldar sus propios gasoductos y que sobre la base de la siderúrgica nacional podamos empezar a ensamblar reservorios de gas o fabricar en Bolivia los reservorios de los camiones de mini-LNG que aparecen en el Plan de Negocios de YPFB para llegar a las localidades rurales.

Sembrar el gas en Bolivia⁹⁹

El uso de la renta del gas genera un debate en la sociedad a la par de acciones de parte del gobierno. Por un lado, Bolivia tiene ante sí la posibilidad de dar el salto al desarrollo al tener en pocos años una acumulación de capital gracias al gas natural, sólo comparable al auge de la plata de Potosí.

En tres años, Bolivia facturará más de 4.000 millones de dólares al año sólo por venta de hidrocarburos (gas, licuables y petróleo). Una coyuntura favorable de precios premia al fruto de la nacionalización de los hidrocarburos, el referéndum del gas y Octubre 2003. Bolivia tiene hoy el control de su destino... ¿qué hacer?, ¿qué política económica tener con el gas?

Algunos (Roberto Laserna) sostienen que se debe distribuir individualmente la renta del gas. La propuesta sería similar al

⁹⁹ Publicado originalmente por el autor en La Razón y www.bolpress.com en noviembre de 2006. Se actualizaron los datos a 2009. El texto original es esencialmente el mismo de hace 3 años.

“Alaska Permanent Fund”, un fideicomiso de este Estado que cada año envía un cheque a cada uno de sus 3 millones de habitantes desde hace unos 24 años (\$us 1.106 por persona el 2006). Otros (Iturralde) plantean un Fondo de Estabilización de recursos como el que posee Noruega (“Fondo Petrolero de Noruega”) El Fondo tiene una capitalización al 2009 de \$us 440 mil millones (2 veces el PIB de Noruega y una población de 4,5 millones de habitantes) y se reserva a las jubilaciones, salud y ayuda al desarrollo, donde Bolivia es uno de los destinatarios.

Por otra parte el gobierno de Evo Morales puso en vigencia en noviembre 2006 el bono Juancito Pinto, que corresponde a un híbrido de Alaska y Noruega. Se distribuyen \$us 32 millones entre 1,2 millones de niños (a razón de 200 bolivianos por niño en el ciclo de primario) donde se tendrá un impacto social considerable, principalmente en el área rural donde a veces los escolares caminan varios kilómetros al día para llegar al aula. Luego siguieron los bonos Juana Azurduy y la modificación del Bono Solidario (Bonosol) que ahora se llama Renta Dignidad y supone una jubilación universal en Bolivia.

Me parece una medida acertada que junto al desayuno escolar y una futura merienda escolar, el bono Juancito Pinto llegue al ciclo Intermedio (que es donde se produce la mayor deserción escolar), donde tendrá un impacto positivo a mediano plazo en Bolivia (al igual que la Participación Popular y el Bonosol, ahora Renta Dignidad). Este bono debe ir de la mano del “Compro Boliviano” para inyectar este flujo en nuestra economía. Son necesarias otras medidas en salud, educación, deportes e infraestructura, donde el país tiene sus frenos al desarrollo. Las condonaciones de deuda y en el futuro la reactivación de la Cuenta del Milenio deben enfocarse también en estos ámbitos, ojalá en el sector productivo también, porque de lo contrario los bonos por sí mismos, sin acompañamiento productivo

en la economía real, pueden llevar a la llamada “enfermedad holandesa”.

Por tanto, para evitar la “enfermedad holandesa” o el “rentismo” urge diversificar los activos (minería obviamente, agricultura y turismo con prioridad) tanto en el sector público como privado. Aunque Bolivia tiene una canasta de producción más diversa que en el último ciclo minero (donde esta actividad concentraba hasta 70% del PIB), se debe empezar a invertir en la generación de valor agregado para llegar a los procesos de investigación y desarrollo cuanto antes (universidades, escuelas técnicas). La industrialización es la mejor manera de sembrar el gas en Bolivia. Siguiendo los pasos de Qatar y Trinidad y Tobago, primero que nada haciendo llegar el gas natural y la electricidad a los nueve departamentos del país; segundo, buscando proyectos para exportar ya no gas, sino electricidad; y tercero, buscando los proyectos de gas-química (GTL, urea, amoníaco).

A continuación se repite un ejemplo citado anteriormente: Una planta de ciclo combinado a gas de 400 MW en Tarija, con una inversión de 250 millones de dólares, generaría en ventas al mercado boliviano y exportación de electricidad a Chile (respetando el referéndum 2004 y la demanda marítima) algo así como 110 millones de dólares al año con un consumo de menos de 2 millones de metros cúbicos día, lo mismo que si venden 6 millones de metros cúbicos al día de gas como materia prima a \$us 5 el MMBTU (se triplica el valor del gas al industrializar y se usan menos reservas).

El país ha probado que cuenta con la voluntad para estos desafíos y tiene una ventana de oportunidad inmejorable para duplicar el PIB per cápita en diez años y comenzar a erradicar la pobreza. Debe enfocar la “siembra del gas” en la formación de los recursos humanos bolivianos y en las industrias, pilares de cualquier estrategia de desarrollo.

EPÍLOGO

A principios del 2004 el autor publicó un ensayo titulado *La Bolivia del Gas. Perspectivas del 2004*¹⁰⁰. Eran los meses posteriores a *octubre negro*, los primeros del gobierno de Carlos Mesa, donde se abatían sobre Bolivia “negros presagios” tanto internos como externos sobre la viabilidad no sólo de la industria del gas y petróleo, sino también la del país como Estado-Nación. Frente a lo cual, mucho antes de los “anillos energéticos”, decía que el país tenía tres desafíos:

- Primero, industrializar el país con una matriz energética dedicada a integrar los nuevos departamentos como base para crear riquezas y empleo.
- Segundo, industrializar el gas partiendo de la generación eléctrica, la fabricación de diésel mediante el proceso GTL y la exploración de los procesos de fabricación de urea y amoníaco para la minería y agro.
- Tercero, pensar en exportar al Cono Sur los excedentes y, eventualmente, si las condiciones geopolíticas están dadas, volver a diseñar un proyecto de exportación de GNL, desde y para Bolivia.

¹⁰⁰ Pulso, enero 2004.

Todo lo anterior debía tener la presencia de un Estado nacional fuerte, representado por YPFB y ENDE, bajo un esquema de asociaciones del sector público con el privado.

En este reporte, con los precios de aquel momento (enero 2004) y la Ley 1689, antes del referéndum de julio de 2004 y la Ley 3058, preveía que las exportaciones totales de gas y petróleo de Bolivia llegarían a fines de la década a \$us 2.000 millones, de los que \$us 800 millones serían para el Estado boliviano.

Con los precios actuales y las condiciones fiscales favorables para el Estado, anticipaba que era posible llegar a fines de la década a los \$us 3.000 millones anuales, de los cuales, como mínimo, \$us 1.500 millones serían para el Estado, tomando una base de cálculo conservadora. Entre tanto, YPFB se habría convertido sin duda en la empresa más grande de Bolivia. Es exactamente lo que aconteció.

El escenario después de la llegada del presidente Evo Morales y la nacionalización del primero de mayo del 2006 es todavía más favorable. Se ha visto en este estudio, que Bolivia puede lograr que sus ventas y exportaciones de gas superen en cinco años la barrera de los \$us 5.000 millones. De hecho esto pasaría sin la industrialización del gas, que de hacerse incrementaría el aporte de la industria hidrocarburiífera en \$us 10.000 millones anuales para finales del 2020.

Ese es un escenario de cambio radical del país, ya que se estaría hablando seguramente del mayor productor de gas de Latinoamérica para ese entonces, probablemente por encima de Argentina, Trinidad y Tobago, México y quizá empatando o superando a Venezuela. De hecho podría ser uno de los 20 países productores más importantes del mundo y se habría ingresado de lleno en la era del gas, no sólo con la petroquímica y producción masiva de electricidad, sino también siendo un

actor en el mercado spot de GNL, que para ese entonces se habrá desarrollado de manera general en el mundo.

Lo importante para el horizonte 2020 será haber consolidado un portafolio equilibrado de venta del energético. El mismo consolidará la fuerte subida en la demanda interna boliviana descrita en capítulos anteriores, el lanzamiento de las fases 1 y 2 de la industrialización del gas y la venta de los excedentes del energético a los países del Cono Sur, que es el mercado natural. Se hará énfasis en los convenios existentes con Argentina y Brasil y seguramente se logrará consolidar el proyecto Urupabol, gracias a los tiempos políticos favorables en la región.

Como se dijo anteriormente el Urupabol, o uso del actual gasoducto Bolivia-Brasil, abrirá la posibilidad de usar la estacionalidad de mercados en el Cono Sur (época de lluvias en el hemisferio Sur, invierno en el Norte) e ingresar al mercado de GNL del Atlántico Norte, el más importante del planeta.

El desarrollo de nuevas tecnologías, en particular el de plantas de licuefacción flotantes hará posible lo anterior. Todo este horizonte favorable y sus elementos debe verse como un enorme incentivo para desarrollar las reservas de gas y potenciar el crecimiento de todos los megacampo bolivianos.

Bolivia puede entrar a la era industrial mediante el gas natural, esto exige ante todo un cambio de comportamiento, ya que la industrialización es la antítesis del modelo basado en la producción de materias primas. Rompe el círculo vicioso de la dependencia y de la división internacional del trabajo que Galeano definía como *“el mecanismo económico según el cual algunos países se especializan en ganar, mientras muchos otros se especializan en perder”*.

A pesar de las críticas y retrasos se tienen las condiciones para lanzar el proceso de industrialización el gas en Bolivia desde el 2010. En diez años se hará el primer diagnóstico de cómo le fue en este singular proceso. Retomando la frase de inicio de este estudio, no se debe olvidar, como dice el futbolista francés Eric Cantona que *“Aquel que anticipa todos los peligros, nunca surcará los mares”*.

Bolivia debe, por lo tanto, hacerse a la mar, en lo propio como en lo figurado. El gas y la industrialización darán al país la “musculatura económica” de la que hablaron en la década de los cincuenta, tanto Paz Estenssoro como Guillermo Lora, para recuperar el acceso a los océanos del planeta.

Cuando en enero del 2020 se haga el repaso de lo que sucedió en la década del 2010, Bolivia será ya otro país. Entonces el “ser boliviano” del que hablaba Almaraz Paz —el Ulises de la bolivianidad—, habrá culminado su odisea y habrá llegado a buen puerto.

BIBLIOGRAFÍA

Publicaciones en español

ALCARAZ, Irving

1999 Bolivia Hora Cero. Editorial Salamandra. Bolivia.

ALMARAZ PAZ, Sergio

2009 Obras Completas. Editorial Plural. Bolivia.

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario

2009 Estado del Debate en Política Energética. Plataforma Energética
– CEDLA. Bolivia.

CORREA VERA, Loreto; IMAÑA SERRANO, Tanya; AÑEZ REA, W. Martín.

2003 Los laberintos de la tierra: gasoductos y sociedad en el oriente
boliviano - San José, San Matías y Puerto Suárez. Fundación
PIEB. Bolivia.

ESCOBARI CUSICANQUI, Jorge

1986 Brasil y petróleo boliviano. Editorial La Juventud. Bolivia.

MESA GISBERT, Carlos

2008 Presidencia sitiada. Memorias de mi gobierno. Plural. Bolivia.

Movimiento Al Socialismo

2009 Programa de Gobierno 2010 -2015. Bolivia.

PÉREZ YOMA, Edmundo

2004 Una Misión: Bolivia. Las trampas de la relación chileno-
boliviana. Editorial Grijalbo. Chile.

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

2007 Informe Nacional sobre el Desarrollo Humano 2007. La Paz, Bolivia.

ROMERO LOZA, José

2009 Bolivia, nación en desarrollo, segunda edición. Enciclopedia boliviana, Editorial Los Amigos del Libro. Bolivia

SAMUELSON, Paul A.; NORHAUS, William D.

2002 Economía. Mc Graw Hill (17ª Edición). España.

CANELAS; GUZMÁN et al

2004 Gas: debate nacional. Ediciones Pulso S.A. Bolivia.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

2010 Plan de Negocios 2010 – 2015. Bolivia.

2009 Plan de Inversiones. Resumen Ejecutivo. Bolivia.

Publicaciones en inglés

CHANCE, Clifford

1996 *Project Finance*. IFR Books. Estados Unidos

Energy Charter Treaty Secretariat

2008 *Fostering LNG Trade*. Bruselas.

WEISBROT, Mark; RAY, Rebecca; JOHNSTON, Jake

2009 *Bolivia: The Economy During the Morales Administration*. Center for Economic and Policy Research. Estados Unidos.

Newsweek Magazine. 15 de diciembre de 2009.

Sitios en Internet:

www.ypfb.gob.bo

www.ypfbtransportes.gov.bo

www.gtb.com

www.transierra.com
www.ende.bo
www.hidrocarburos.gov.bo
www.cedla.org/obie
www.plataformaenergetica.org
www.hidrocarburosbolivia.com
www.bolpress.com
www.derechoteca.com
www.evaporiticos.org
www.forodelgas.com
www.energypress.com.bo
www.reporteenergia.com
www.pequiven.com
www.braskem.com.br
www.petrobras.com
www.ibp.org.br
www.ons.org.br
www.fischer-tropsch.org
www.naturalgas.org/naturalgas/storage.asp
www.measuringworth.com/uscompare
www.quime.net
www.cepr.net
www.ryderscott.com/es
www.demac.com
Secretaría de Energía de la Nación Argentina : <http://energia3.mecon.gov.ar>
www.bbv.com.bo
www.sasol.com/sasol.../GTL_brochure12_6_1150180264478.pdf
www.oryxgtl.com.qa
www.shell.com/qatar/
www.jindalsteelpower.com
www.aeienergy.com

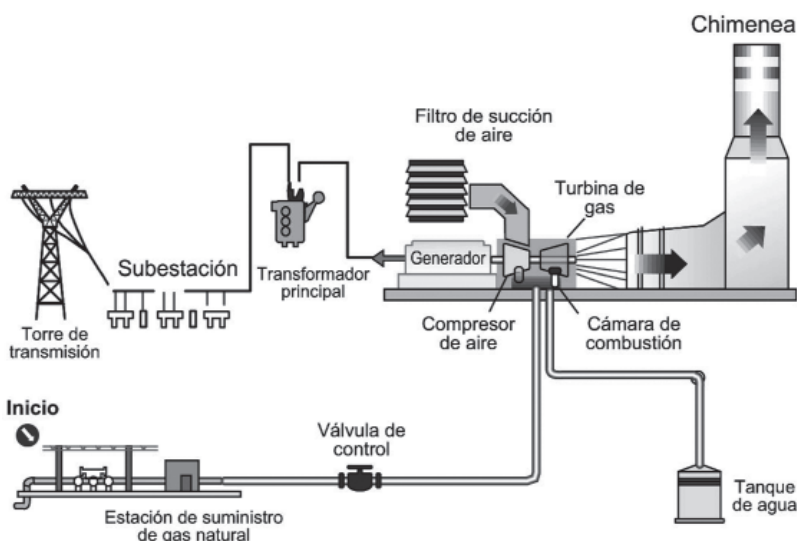
ANEXOS

Anexo 1: Descripción del proceso de plantas a ciclo abierto¹⁰¹

La generación de energía eléctrica en las unidades de gas se realiza directamente con la energía cinética resultante de la expansión de aire comprimido y los gases de combustión. La turbina está unida al generador de rotor, dando lugar a la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, se descargan directamente a la atmósfera después de trabajar en la turbina.

Gráfico 11

Esquema de una planta eléctrica de gas de ciclo abierto



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Elaboración: Propia.

Estas unidades utilizan el gas natural o diésel como combustible. Desde el punto de vista operativo, el breve tiempo

¹⁰¹ Fuente: Comisión Federal de Electricidad, México.

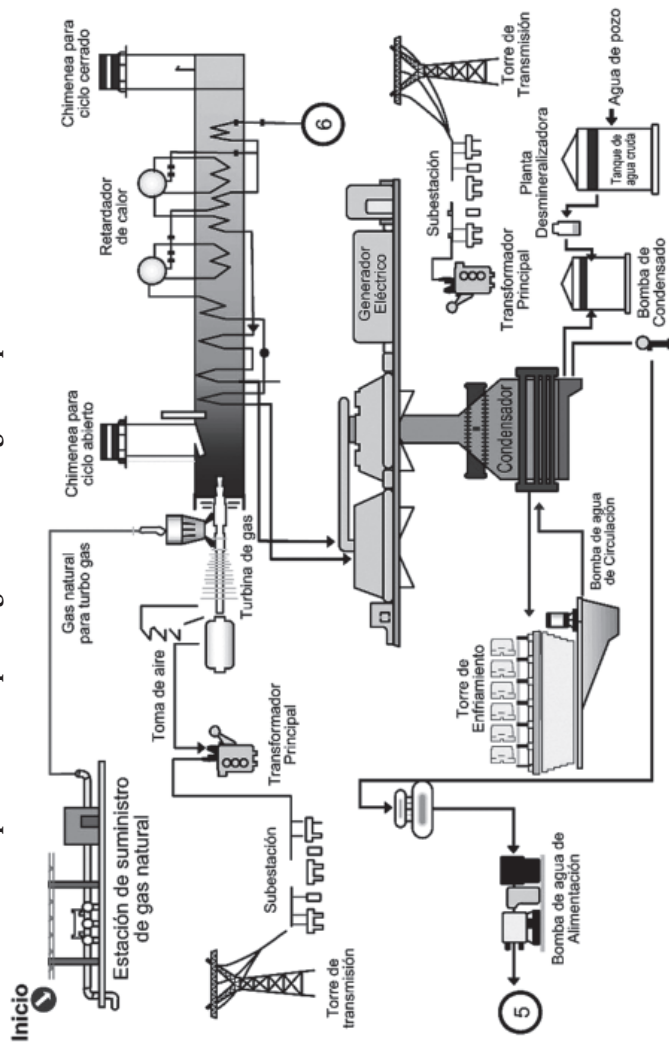
de arranque y la velocidad de respuesta a la inconsistencia de la demanda, la turbina de gas satisface cargas de suministro y capacidad del sistema eléctrico.

Anexo 2: Descripción del proceso en instalaciones de ciclo combinado

Las plantas de ciclo combinado constan de dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbinas a gas y vapor. Una vez que la generación de energía eléctrica de ciclo abierto se termina en las turbinas a gas, la alta temperatura de gases de escape se utiliza para calentar agua para producir vapor, que se utiliza para generar energía eléctrica adicional.

Esta combinación de dos tipos de generación permite aprovechar al máximo los combustibles utilizados, mejorando así la eficiencia térmica en todos los tipos de generación termoeléctrica.

Gráfico 12
Esquema de una planta generadora de gas de tipo ciclo combinado



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.
Elaboración: Propia.

El plan general de una planta de ciclo combinado se puede organizar de acuerdo a las diferentes posibilidades. El número de turbinas a gas por unidad de vapor varía de 1-1 a 4-1. Hay tres variables de vapor para la fase de diseño:

- a. Sin quemar combustible adicional
- b. Con la quema de combustible adicional para el control de calor.
- c. Con la quema combustible adicional para aumentar el calor y la presión del vapor.

Una de las ventajas de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera etapa, turbinas a gas, puede ser terminada en un corto período de tiempo y la planta inicia operaciones de inmediato y posteriormente, la construcción de la unidad de vapor puede ser terminada posteriormente y completar así el ciclo combinado.

GLOSARIO

Acrónimos

- Asfi: Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero de Bolivia
- Cidob: Central de Pueblos Indígenas del Oriente Boliviano
- Comibol: Corporación Minera de Bolivia
- ECA: (Por sus siglas en inglés Export Credit Agency) Agencia de Crédito a la Exportación
- Finame: Línea de crédito del BNDES para la compra de bienes de equipo en Brasil.
- Mercosur: Mercado Común del Sur
- Urupabol: Uruguay-Paraguay-Bolivia

Siglas

- ALBA: Alianza Bolivariana de las Américas
- ANH: Autoridad Nacional de Hidrocarburos
- ASPA: América del Sur-Países Árabes
- BBV: Bolsa Boliviana de Valores
- BCB: Banco Central de Bolivia
- BG: British Gas
- BID: Banco Interamericano de Desarrollo
- BIRD: Banco Internacional para la Reconstrucción y Desarrollo
- BNDES: Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social
- BP: British Petroleum
- CAF: Corporación Andina de Fomento
- CAN: Comunidad Andina de Naciones
- CEDLA: Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario de Bolivia
- CONAMAQ: Consejo Nacional de Ayllus y Markas del Qullasuyu
- CSCB: Confederación Sindical de Colonizadores de Bolivia

CSUTCB:	Confederaciones Sindical Única de Trabajadores Campesinos de Bolivia
EBH:	Estrategia Boliviana de Hidrocarburos
EBIH:	Empresa Boliviana de Industrialización de los Hidrocarburos
ENDE:	Empresa Nacional de Energía
ESM:	Empresa Siderúrgica Mutún
FBCF:	Formación Bruta de Capital Fijo
FNMCB“BS”:	Federación Nacional de Mujeres Campesinas de Bolivia “Bartolina Sisa”
GLP:	Gas Licuado de Petróleo.
GNV:	Gas Natural Vehicular.
GSA:	(Por sus siglas en inglés Gas Supply Agreement). Contrato de venta de gas natural firmado con Brasil.
GTL:	(Por sus siglas en inglés Gas To Liquids). Término genérico que abarca los procesos que transforman gas en líquidos (en particular en diesel).
GTB:	Gas Trans Boliviano, operador de la parte boliviana del gasoducto Bolivia-Brasil
HIPC:	(Por sus siglas en inglés Heavily Indebted Poor Countries) Países en Vías de Desarrollo Altamente Endeudados.
IDH:	Impuesto a los Derivados de Hidrocarburos
IDH:	Índice de Desarrollo Humano de Naciones Unidas
IED:	Inversión Extranjera Directa
IFC:	International Finance Corporation del Banco Mundial
IUE:	Impuesto a la Utilidad de las Empresas
LNG:	(Liquefied Natural Gas) o Gas Natural Licuado (GNL): proceso que consiste en reducir el volumen del gas natural en 600 veces a través de un proceso de criogenización.
MAS:	Movimiento Al Socialismo
ONS:	Operador Nacional del Sistema Eléctrico del Brasil.
PDVSA:	Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima

PGE:	Presupuesto General del Estado
PIB:	Producto Interno Bruto
SIN:	Sistema Integrado Nacional de Electricidad de Bolivia.
SING:	Sistema Integrado del Norte Grande de Chile
TGN:	Tesoro General de la Nación
UE:	Unión Europea
YPFB:	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Unidades de medida

MMm³: Millones de metros cúbicos

Unidades eléctricas

BTU: (British Thermal Unit) Unidad térmica británica, representa el poder calorífico de los hidrocarburos, por ejemplo distintos tipos de gas tienen distinto poder calorífico por consiguiente más o menos BTU.

MMBTU: Millones de BTU (1.000.000 BTU).

MW: Megavatio

TCF: Trillones de pies cúbicos

Terminología hidrocarburífera

Joint venture: Contrato de riesgo compartido.

Government take: La parte de los ingresos con la que se queda el Estado.

Take or pay: “Toma o paga”. Modalidad que establece que una vez firmado el contrato por una determinada cantidad, las empresas deben pagar el costo del volumen de gas comprometido, lo consuman o no.

Upstream: Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Downstream: Las actividades de refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

